



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE
TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

**MASTER EN ENERGÍAS RENOVABLES:
GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Título del trabajo:

**INYECCIÓN DE POTENCIA REACTIVA
EN REDES DÉBILES**

Jesús M^a Asiain Herrero

Pamplona, Junio de 2014

Tutor: Dr. Roberto González Senosiain

INYECCIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN REDES DÉBILES

Trabajo de fin de master presentado por Jesús M^a Asiain Herrero para optar al Título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica, siendo Tutores del mismo los Doctores D. Roberto González Senosiain y D. Óscar Alonso Sádaba

Vº Bº de los Tutores:

Dr. ROBERTO GONZÁLEZ SENOSIAIN

Dr. ÓSCAR ALONSO SÁDABA

Alumno:

JESUS M^a ASIAIN HERRERO

Junio de 2014

Índice

Capítulo 1.	Introducción y objetivos	9
1.1	Introducción	9
1.2	Objetivos	12
Capítulo 2.	Redes débiles.....	13
2.1	Introducción	13
2.2	Definición de red débil	14
2.3	Caracterización de una red débil	14
Capítulo 3.	Inyección de potencia reactiva en redes débiles	17
3.1	Introducción	17
3.2	Modelo analítico.....	18
3.3	Límite teórico de operación en condiciones nominales.....	22
3.4	Implementación.....	27
3.5	Validación	34
Capítulo 4.	Análisis y resultados.....	37
4.1	Balance de potencia reactiva.....	37
4.2	Análisis de sensibilidad de V_p	42
Capítulo 5.	Caso de estudio: Código de red NERSA	47
5.1	Requerimientos	47
5.2	Modelo.....	48
5.3	Resultados	48
5.4	Aproximación al modelo dinámico	50
Capítulo 6.	Conclusiones y líneas futuras.....	53
6.1	Conclusiones	53
6.2	Líneas futuras	55
Anexo 1	57
Modelo simplificado de red con $X=0$		57
Referencias	59
Lista de símbolos	61
Cálculos	63

Índice de Figuras

Figura 1.	Demanda y generación media en España y su relación (REE 2008)	13
Figura 2.	Sistema de referencia dq y trifásico de secuencia directa.....	18
Figura 3.	Modelo simplificado de red - generador.....	19
Figura 4.	Alineación adoptada para la tensión de conexión V_p	22
Figura 5.	Limitaciones de ϕ en función de S_{CR} y x_{rr} y $V_G=1$	26
Figura 6.	Modelo simplificado de red - generador.....	27
Figura 7.	Alineación adoptada para la tensión de red V_G	27
Figura 8.	Variaciones de V_p y Q en función de i_q cuando $P=1$ y $X=0.5$	28
Figura 9.	Variaciones de V_p y Q en función de i_q cuando $P=1$ y $X=0.05$	29
Figura 10.	Modelo general de red – subestación - generador	30
Figura 11.	Variaciones de V_p y Q en función de i_q con $P=1$, $SRC=2$ y $x_{rr}=6$	32
Figura 12.	Variaciones de V_p y Q en función de i_q con $P=1$, $SRC=5,4$ y $x_{rr}=20$	33
Figura 13.	Modelo PSIM Red –Subestación - Generador	34
Figura 14.	Validación mediante PSIM con $I_d=I_q=1$	35
Figura 15.	Validación mediante PSIM con $I_d=1$ e $I_q=0,5$	36
Figura 16.	Relación Q - V_p en una red ideal fuerte (izda.) con $R=0$; $X=0,5$ y red ideal débil con $R=0$; $X=0,05$, en función de i_q	37
Figura 17.	Flujos de energía reactiva en una red fuerte	38
Figura 18.	Flujos de energía reactiva en una red débil.....	39
Figura 19.	Variación del ángulo desfase tensión – corriente en función de i_q	41
Figura 20.	Variación del $\cos \phi$ en función de i_q	41
Figura 21.	Alineación adoptada para la tensión de máquina V_M	42
Figura 22.	Sensibilidad de V_p a x_{rr} , SCR y $\cos \phi$ en el punto de conexión, para $P=1$ (izda) y $P=0,5$ (dcha).....	45
Figura 23.	Requerimientos NERSA de V y Q para el punto de conexión	47
Figura 24.	Sensibilidad a SCR y x_{rr} en NERSA.....	49
Figura 25.	Variación de V_p NERSA con $x_{rr}=2$ y $SCR=6$	49
Figura 26.	Variación de V_p al modificarse los parámetros de red	50
Figura 27.	Modelo de red simplificado con $X=0$ con $P=1$	57

Índice de Tablas

Tabla 1.	Modelo simplificado red débil.....	64
Tabla 2.	Modelo simplificado red fuerte	64
Tabla 3.	Modelo general red débil:	65
Tabla 4.	Modelo general red fuerte:	65
Tabla 5.	Modelo validación en PSIM.....	66

Capítulo 1.

Introducción y objetivos

1.1 Introducción

Sin lugar a dudas, la electricidad posee una enorme versatilidad debida fundamentalmente a sus excelentes características de transformación. Esto facilita significativamente su generación, transporte y la adopción de diversas formas y, con ello, la realización de tareas de muy distinta naturaleza, lo que la ha llevado a ser la forma de energía más utilizada, tanto a nivel industrial como doméstico. De hecho, sin esa versatilidad difícilmente existiría el actual y complejo entramado industrial y tecnológico, necesario para dar respuesta a las necesidades de las modernas sociedades del bienestar (*Alonso, 2005*) así como la demanda creciente de nuevas economías emergentes.

El planeta necesita de una fuente de energía que sea limpia, inagotable, segura, fácilmente accesible y gratuita para todos aquellos que posean los medios necesarios para utilizarla. Dicha fuente de energía existe, y es un gigantesco reactor nuclear de fusión, situado a 150 Mkm de la tierra: el Sol. El desafío tecnológico para la humanidad es cómo aprovecharlo.

Los crecientes problemas medioambientales han estimulado la creación y puesta en marcha de tecnologías que funcionan a base de energías renovables como la radiación solar, el viento, etc., ya que son una opción sostenible para el desarrollo de procesos que requieren grandes consumos de energía, como lo son las centrales eléctricas, las desalinizadoras de agua marina, el tratamiento de aguas contaminadas, etc. Para ello ya se han diseñado equipos capaces de aprovechar estas fuentes de energía y transformarla para su aprovechamiento (*Sorbet, 2013*).

El mercado fotovoltaico global se ha sometido a importantes dinámicas de cambio en los últimos años, resultado de modificaciones en las políticas retributivas, la regulación medioambiental, la madurez tecnológica y un descenso significativo del precio del módulo fotovoltaico, entre otros aspectos. A pesar de los cambios, la energía solar fotovoltaica sigue experimentando un gran crecimiento y se consolida como una alternativa viable en el panorama energético mundial. A finales de 2013, la potencia total instalada se acercó a los 130 GW, según datos de la EPIA (European Photovoltaic Industry Association). Incluso en

un escenario conservador, se manejan expectativas de crecimiento sostenido a largo plazo. (Fuente; nuclearenergy.com). La producción de energía eléctrica generada por la fotovoltaica a nivel mundial equivale a cerca de 110.000 millones de kWh de electricidad, suficiente para cubrir las necesidades energéticas de más de 20 millones de hogares, y representa actualmente un 0,5% de la demanda mundial de electricidad.

En el ámbito europeo los pilares de la política energética para el 2020 se sustentan en la competencia, la sostenibilidad y la eficiencia energética: el conocido compromiso del 20/20/20. Este compromiso implica incrementar hasta el 20% la cuota de renovables en el balance energético, reducir un 20% las emisiones de efecto invernadero y alcanzar un 20% de ahorro energético. Estos objetivos energéticos responden a la necesidad de avanzar hacia un modelo energético más eficiente y sostenible en el uso de la energía, que reduzca la dependencia energética exterior y contribuya a la lucha contra el cambio climático. La capacidad fotovoltaica instalada en Europa superó los 70 GW a finales de 2013 y ya permite cubrir el 2,4% de la demanda de electricidad del Continente.

Las energías renovables se están ganando por derecho propio un lugar preferente en el "mix" energético. En el caso de la energía solar fotovoltaica, la presión a la baja del precio del módulo, la creciente especialización del sector y la consolidación de grandes actores a nivel global están propiciando la promoción de grandes proyectos multi-megavatio, como uno de los segmentos con más proyección en los próximos años. El llamado "precio de paridad de la red", está muy cerca (ya es una realidad en determinadas condiciones) y las grandes plantas fotovoltaicas van a ofrecer precios competitivos sin necesidad de incentivos, especialmente en las regiones con gran recurso solar.

En este contexto, están surgiendo exigencias relacionadas con la integración de la energía solar fotovoltaica (y el resto de fuentes renovables) en la red eléctrica, tanto de transporte como en distribución. Éste va a ser un aspecto clave en su desarrollo. En este sentido, han de buscarse soluciones que satisfagan estas nuevas necesidades y que, de manera inexorable, favorecerán la convergencia de la generación renovable con la tradicional, en cuanto a la capacidad de gestión de los grandes sistemas eléctricos. La industria ya ha resuelto con éxito las problemáticas asociadas a las faltas en la red (huecos de tensión), así como otros problemas relacionados con su capacidad de gestión, gracias al almacenamiento de energía eléctrica (que será viable económicamente en los próximos años), o el control de potencia – frecuencia, entre otras, desarrollando para ello nuevas funcionalidades de los inversores fotovoltaicos de conexión a red.

Así, el nuevo reto de la industria es pasar de la operación basada en la optimización del sistema (búsqueda del punto de funcionamiento de máxima potencia por inversor) a la operación autónoma, bajo consignas impuestas por los operadores de red con el objetivo de contribuir a la estabilidad de la misma. Así lo establece el nuevo estándar basado en la Norma IEC 61850-7-420 sobre el protocolo de automatización de subestaciones.

Estas y otras cuestiones (variabilidad en la producción, dificultad de predicción,...) relacionadas con la estabilidad de los grandes sistemas eléctricos nacionales, ya se recogen

de manera exhaustiva en los llamados Códigos de red, cada vez más exigentes, y que han de cumplirse de modo obligado. Por citar algunos ejemplos, tenemos:

- Comportamiento de las plantas fotovoltaicas ante faltas en la red (huecos de tensión)
 - P012.3 Red Eléctrica (España).
 - CEI 016(Italia)
 - BDEW (Alemania)
- CRE France (de aplicación en Francia Ultramar). Exige la inclusión de sistemas de acumulación asociado a la producción renovable.
- RPS-NERSA (Sudáfrica) que establece la obligación de contar con una reserva de potencia activa, que supondrá sobre dimensionar la planta de generación.

El hecho de que algunos de los mercados con mayor potencial de desarrollo de la energía solar fotovoltaica adolezcan de las infraestructuras adecuadas para el transporte y distribución de electricidad, hace necesario un estudio más exhaustivo de los problemas de integración en red, durante todas fases de proyecto, construcción, puesta en marcha y explotación de la planta de generación.

El presente trabajo propondrá un modelo matemático, que se validará mediante PSIM, y que permitirá el análisis de la tensión en el punto de conexión de una planta de generación, en base a determinadas variables, haciendo especial énfasis en la potencia reactiva.

El concepto de fortaleza es una de las cuestiones centrales del trabajo. El Capítulo 2 se centrará en la caracterización de dicho concepto, partiendo de literatura relacionada.

El modelo propuesto en el Capítulo 3 evidenciará algunas relaciones interesantes entre los parámetros que definen la red, el punto de trabajo (que se relaciona con el factor de potencia o $\cos \varphi$), así como las tensiones en el punto de conexión (subestación) y la máquina (inversor).

El Capítulo 4 desarrollará el análisis de sensibilidad del valor de la tensión en el punto de conexión respecto de los parámetros que definen la fortaleza de la red. Además se realizará un análisis del balance de potencia reactiva entre la red y el generador.

El Capítulo 5 incluye un análisis desde el punto de vista de los requerimientos de un Código de red. En concreto, se analizará lo establecido por el NERSA (Sudáfrica), en lo relacionado con las variables tensión - potencia reactiva.

La conclusión principal del trabajo es que la operación de plantas de generación en redes muy resistivas y con baja potencia de cortocircuito está asociada a grandes variaciones de tensión en el punto de conexión. Esta circunstancia dificulta el control de tensión mediante la inyección de potencia reactiva. Asimismo, conllevan restricciones en lo que al punto de trabajo se refiere, imposibilitando el cumplimiento de determinadas consignas de factor de potencia.

1.2 Objetivos

El presente trabajo tiene por objeto:

- Analizar el comportamiento de la red ante la inyección de potencias activa y reactiva.
- Plantear un modelo matemático que permita caracterizar el comportamiento de la tensión de conexión de una planta de generación de gran potencia, conectada a una red débil.
- Estudiar las limitaciones de la inyección de potencia reactiva como herramienta para el control de tensión en estas redes.
- Validar el modelo a mediante simulación con PSIM
- Realizar análisis de sensibilidad en función de los parámetros básicos que afectan a la estabilidad de la red, como son: la potencia de cortocircuito, la impedancia de red y el punto de trabajo del generador, referido a consignas de potencia (activa y reactiva) solicitadas para la contribución del sistema a la estabilidad de la tensión.
- Aplicar los resultados obtenidos a un caso de estudio.
- Proponer líneas de futuro al presente trabajo.

Capítulo 2.

Redes débiles

2.1 Introducción

Los grandes sistemas eléctricos presentan una deslocalización importante entre los puntos de generación y consumo. Este desequilibrio se corrige gracias a unas infraestructuras eléctricas capaces de transportar y distribuir la energía eléctrica garantizando, además, la fiabilidad y calidad del suministro. Estas dos actividades, -transporte y distribución-, constituyen el soporte físico del flujo de energía eléctrica.

Los trasiegos de energía a nivel de sistema-país requieren de una planificación de las redes de transporte y distribución que garanticen la corrección de estos desequilibrios.

Cualitativamente, hablamos de redes fuertes cuando estas infraestructuras obedecen a altos estándares de calidad en su concepción, construcción y operación, lo que apareja importantes inversiones y elevados costes de explotación.

A modo ilustrativo, las figuras siguientes muestran los desequilibrios entre demanda (izda.) y generación (centro) del sistema eléctrico español, en cuanto a su localización.

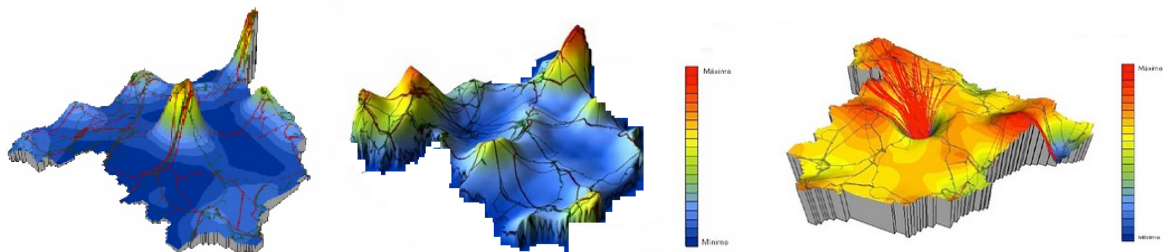


Figura 1. *Demanda y generación media en España y su relación (REE 2008)*

La superposición de ambos efectos da lugar al balance (dcha.) donde se evidencia la existencia de un gran “sumidero energético” en el centro de la península. En esencia, este tipo de análisis son la base de la planificación de la red eléctrica.

Hoy en día, el incremento de la generación mediante fuentes renovables está dando lugar al modelo de generación distribuida, basado en producir la energía cerca de los centros de consumo. El modelo distribuido de red es mucho más resistivo que el de la red convencional

(Morren, 2005). Esto es debido a que las redes de transporte y distribución integran grandes transformadores en centrales y subestaciones cuya impedancia es, fundamentalmente, inductiva.

2.2 Definición de red débil

La fortaleza de la red se traduce en la capacidad de ofrecer valores estables de tensión y frecuencia, con independencia del estado de carga y de la influencia de perturbaciones. Dicha fortaleza viene aparejada con la capacidad de los grandes generadores síncronos, cuya operación permite no sólo satisfacer la demanda, también el control de la tensión y frecuencia de la red eléctrica; así como la baja impedancia de línea en las redes de distribución y transporte.

Opuestamente, se puede decir que las redes débiles adolecen de las características comentadas anteriormente. En ellas, las variaciones de la tensión y frecuencia son significativas. El término 'red débil' es empleado en las redes eléctricas actuales sin una definición rigurosa y en oposición al concepto de 'red fuerte', caracterizada por la estabilidad de los valores de tensión y frecuencia. Éstos se mantienen prácticamente constantes independientemente de los cambios de las cargas y de las modificaciones estructurales (salida de funcionamiento) de partes del sistema. Es necesario remarcar que existen redes que pueden ser fuertes en frecuencia pero débiles en tensión y viceversa (Fernández, 2007).

Como las redes débiles se encuentran, en principio, en lugares alejados de los centros de generación las impedancias de las redes no son despreciables. Tanto el consumo de potencia reactiva de los generadores, las líneas y los transformadores como las variaciones de la potencia activa generada perturban al sistema. En el primero de los casos, el consumo de potencia reactiva afecta al perfil de la tensión, mientras que, para el segundo caso, las variaciones de la potencia activa generada, perturban a la frecuencia de la red.

2.3 Caracterización de una red débil

La caracterización de una red, desde el punto de vista del generador, puede determinarse en base a dos parámetros. El primero de ellos está relacionado con la potencia de cortocircuito S_{CC} en un punto de la red.

Si tenemos una unidad generadora con potencia aparente S_M , (potencia de máquina, que asociaremos con la potencia aparente que puede convertir el conjunto de inversores de una planta fotovoltaica), entonces se define S_{CR} como:

$$S_{CR} = \frac{S_{CC}}{S_M} \quad (2.1)$$

- Una red puede considerarse débil si el ratio S_{CR} es menor que 10 (Grunau, 2012).

El segundo es el ratio X/R (relación entre la componente inductiva y la resistiva de la impedancia de red), que denominaremos xrr . La impedancia de la red es la suma las impedancias de los elementos que la componen. Es un valor que varía, incluso, de manera local y regional. Una parte es debida a la impedancia de las líneas. Otra, es debida a la de los transformadores (altamente inductiva). También está el efecto capacitivo de los elementos que contribuyen a la estabilización de la tensión. Y finalmente, la importante contribución de las cargas.

En la literatura relacionada se alude frecuentemente al citado ratio X/R . Las redes débiles son típicamente resistivas y, por tanto, presentan valores bajos del ratio X/R (Morren, 2005). Lo que va a repercutir en el control de la tensión mediante la inyección de energía reactiva. Esta es, precisamente, la cuestión central de este trabajo.

Los valores de X y R , en función de la impedancia total Z , y del ratio xrr se pueden calcular como:

$$X = \frac{Z}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{xrr}\right)^2}}, \quad R = \frac{Z}{\sqrt{1 + (xrr)^2}} \quad (2.2)$$

Las redes débiles tienen valores de xrr típicamente bajos, del orden de 0.5. Si bien, es habitual estudiar el comportamiento de estas redes con valores de $xrr < 10$ (Grunau, 2012).

También puede establecerse la siguiente relación, donde X y R se expresan en función de S_{CR} .

$$S_{CC} = I_{CC} \cdot V_G = \frac{V_G^2}{Z} = \frac{V_G^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \frac{V_G^2}{\sqrt{R^2 + xrr^2 \cdot R^2}} = \frac{V_G^2}{R\sqrt{1 + xrr^2}}$$

$$R = \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} = \frac{V_G^2}{S_{CR} \cdot S_M \cdot \sqrt{1 + xrr^2}}; \quad (2.3)$$

Con lo que:

$$X = xrr \cdot \frac{V_G^2}{S_{CR} \cdot S_M \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} \quad (2.4)$$

Capítulo 3.

Inyección de potencia reactiva en redes débiles

3.1 Introducción

La inyección de potencia reactiva y su efecto en la tensión en el punto de conexión de una planta de generación se puede estudiar en base a modelos sencillos, que se proponen en este capítulo. En el caso de la generación fotovoltaica, la potencia de una planta de viene dada por la disponibilidad del recurso solar. El máximo valor de potencia inyectada a la red no es otro que el valor de la suma de las potencias nominal de los inversores fotovoltaicos (potencia nominal instalada) conectados en la planta.

Sean P y Q el par de valores de potencia activa y reactiva disponibles. Se puede caracterizar las variaciones de tensión en el punto de conexión (V_P) asociadas a las variaciones del valor Q . Los modelos propuestos trabajan con valor nominal de potencia activa P , y diferentes valores de potencia reactiva Q . Este criterio supondrá que, en determinados casos, la potencia aparente sea mayor que 1 (hablando en valor por unidad). Esto está en consonancia con algunos códigos de red, que obligan a sobredimensionar la potencia nominal de las plantas fotovoltaicas. Tal es el caso del CRE Francés de aplicación en Francia Ultramar, donde las consignas de trabajo pueden llegar a ser $P=Q=1$, siendo la potencia aparente $S=1,4142$. En cualquier caso es tan solo un criterio de trabajo.

El modelo también permitirá conocer la variación de la tensión V_P del punto de conexión a diferentes valores de factor de potencia, esto es: a diferentes consignas de P y Q , a la vez que mostrará la sensibilidad con relación a los parámetros x_{rr} y S_{CR} , definidos en el capítulo anterior.

La inyección de potencia juega un papel importante a la hora de controlar la estabilidad de la red. De hecho, controlar la tensión mediante la inyección de potencia reactiva es una técnica habitual que, además, es exigida en los nuevos códigos de red. Las redes débiles plantean limitaciones físicas para ello. Determinadas consignas llevan a la instalación a puntos de trabajo no factibles. A través de los modelos propuestos se pretende caracterizar dichas limitaciones, así como establecer las diferencias más significativas con el comportamiento de las redes fuertes.

3.2 Modelo analítico

La relación entre las diferentes magnitudes a estudiar se facilita utilizando la transformación de Park de las ecuaciones que describen el modelo. Dicha transformación puede deducirse a partir de un circuito trifásico, de tres cargas RL conectados en estrella (Marroyo, 2004).

A partir de la *Transformación de Park* se puede expresar las magnitudes trifásicas en un sistema de referencia ortogonal y giratorio (móvil). También es conocida como transformación *dq* o síncrona. Si bien la *Transformación de Clarke* permite reducir el número de variables, *Park* permite, además, ver magnitudes trifásicas que varían sinusoidalmente en el tiempo como constantes, siempre y cuando la frecuencia de la señal coincida con la frecuencia de giro de los ejes de referencia *dq*. No obstante, si las magnitudes contienen armónicos, sus transformadas se verán variables en el tiempo, ya que contiene frecuencias distintas y en general superiores a la fundamental.

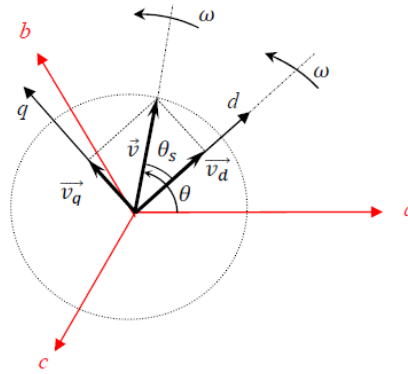


Figura 2. Sistema de referencia *dq* y trifásico de secuencia directa

La expresión (4.1) permite abordar el problema de transformar magnitud trifásica X a magnitudes expresada en coordenadas *dq*. Para lo cual, se requiere el conocimiento en todo instante de tiempo del ángulo θ

$$x_{dqo} = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} P_{abc \rightarrow dqo} \cdot x_{abc} \quad (3.1)$$

Donde P es la matriz de transformación de Park:

$$P_{abc \rightarrow dqo} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Al particularizar para un sistema trifásico sin neutro se produce una simplificación debido a que la componente 0 corresponde con la componente homopolar de la magnitud en cuestión, siendo nula en ausencia de conductor de neutro. Como resultado se tendrá un sistema bifásico.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Para estudiar los efectos en la tensión de conexión de la planta de generación, derivados de la inyección de potencia en una red débil se propone el siguiente modelo de la red. Se describe mediante su equivalente Thevenin, como una fuente de tensión (red) y una impedancia (impedancia de red), conectada a una fuente de corriente (generador).

Sea V_P la tensión de conexión del generador de potencia aparente S_M , (potencia de máquina, que asociaremos con la potencia aparente que puede convertir el conjunto de inversores de una planta, siendo V_{RL} caída de tensión debida a la impedancia de red $Z = R + jX$; V_G , la tensión de red e i la corriente inyectada por el generador.

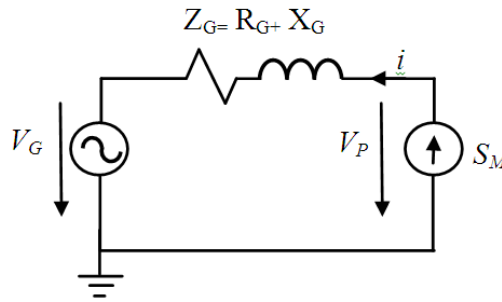


Figura 3. Modelo simplificado de red - generador

En el sistema original a, b, c, tenemos:

$$\begin{aligned} V_{Pabc} &= V_{RLabc} + V_{Gabc} ; \\ V_{RLabc} &= V_{Rabc} + V_{Labc} ; \\ V_{Rabc} &= R \cdot i_{abc} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Dónde:

$$V_{Labc} = \frac{d\Psi_{abc}}{dt} = \frac{dL \cdot i_{abc}}{dt} ; \quad (3.5)$$

$$R = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix}; \quad L = \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix}$$

Siendo L y R los valores de inductancia y resistencia de la red, y Ψ_{abc} es el flujo asociado a la corriente i_{abc} a su paso por la inductancia L. Se desprecian los efectos de inducción mutua.

Sea P el operador de la transformación de Park y P^{-1} su inversa. Aplicando la transformación a (3.4) y (3.5), V_{Gabc} e i_{abc}

Se obtiene:

$$\begin{aligned} V_{Pdgo} &= P \cdot V_{Pabc} = P \cdot (V_{Rabc} + V_{Labc} + V_{Gabc}) = \\ &= V_{Rdgo} + V_{Ldgo} + V_{Gdgo} \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$i_{dgo} = P \cdot i_{abc}; \quad V_{Gdgo} = P \cdot V_{Gabc}$$

Asimismo, se puede efectuar la transformación de la ecuación del flujo:

$$\Psi_{dgo} = P \cdot \Psi_{abc} = P \cdot L \cdot i_{abc} = P \cdot L (P^{-1} \cdot i_{dgo}) = L \cdot i_{dgo}$$

Con lo que:

$$\begin{aligned} V_{Rdgo} &= P \cdot V_{Rabc} = P \cdot R \cdot i_{abc} = P \cdot R \cdot P^{-1} \cdot i_{dgo} = R \cdot i_{dgo} \\ V_{Ldgo} &= P \cdot V_{Labc} = P \cdot \frac{d[\Psi_{abc}]}{dt} = P \cdot \frac{d[P^{-1} \cdot \Psi_{dgo}]}{dt} = \\ &= P \cdot \frac{d}{dt} P^{-1} \cdot \Psi_{dgo} + P \cdot P^{-1} \frac{d \cdot \Psi_{dgo}}{dt} = \omega \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \Psi_{dgo} + \frac{d \cdot \Psi_{dgo}}{dt} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Donde $\omega = \frac{d\theta}{dt}$ es la frecuencia de giro de los ejes dq0 (igual a la frecuencia de la red).

Sustituyendo las expresiones de (3.7) en la ecuación (3.6), se tiene:

$$V_{Pdgo} = R \cdot i_{dgo} + \omega \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot L \cdot i_{dgo} + \frac{d \cdot \Psi_{dgo}}{dt} + V_{Gdgo} \quad (3.8)$$

Para el modelo en régimen permanente, la derivada del flujo será cero, con lo que desarrollando (3.8), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_{Pd} \\ V_{Pq} \\ V_{Po} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \cdot \dot{i}_{dqo} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega L & 0 \\ \omega L & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \dot{i}_{dqo} + \begin{bmatrix} V_{Gd} \\ V_{Gq} \\ V_{Go} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Finalmente:

$$\begin{cases} V_{Pd} = R \cdot i_d - \omega L \cdot i_q + V_{Gd} \\ V_{Pq} = R \cdot i_q + \omega L \cdot i_d + V_{Gq} \end{cases} \quad (3.10)$$

El par de ecuaciones (3.10) constituyen la base del modelo analítico, que se complementa con las ecuaciones de potencia. A la hora de obtener la transformada de Park de las expresiones de potencia las conversiones de las variables senoidales se han calculado de forma que el producto de tensión por corriente sea igual en ejes dq que en ejes abc. Es el criterio denominado “invariante en potencia”. La Transformación de Park proporciona las siguientes expresiones para las potencias instantáneas activa y reactiva:

$$\begin{cases} P_{dq} = V_{Pd} \cdot i_d + V_{Pq} \cdot i_q \\ Q_{dq} = V_{Pq} \cdot i_d - V_{Pd} \cdot i_q \end{cases} \quad (3.11)$$

Nótese que los valores P y Q deben ir referenciados a los diferentes elementos del modelo, pudiendo estar referidos a la máquina (P_M , Q_M), bien al punto de conexión (P_P , Q_P), o bien a la propia red (P_G , Q_G). Para simplificar, los valores referenciados a la máquina se denotarán como P y Q.

3.3 Límite teórico de operación en condiciones nominales

Para una primera aproximación, se utilizará el modelo representado en la *Figura 3*. En este modelo, la tensión de máquina V_M será igual a la tensión V_P en el punto de conexión. Asimismo, Z representa la impedancia total del circuito (red, subestación, transformadores de máquinas y conductores). Dado que:

$$Z = R + jX = R + j\omega L$$

El par de ecuaciones (3.10) se puede reescribir como:

$$\begin{aligned} V_{Pd} &= R \cdot i_d - X \cdot i_q + V_{Gd} \\ V_{Pq} &= R \cdot i_q + X \cdot i_d + V_{Gq} \end{aligned} \quad (3.12)$$

A partir de (3.10) y (3.11) se puede establecer relaciones entre la tensión en el punto de conexión V_P , la tensión de red V_G , para cada punto de trabajo (P,Q) del inversor. Interesa, fundamentalmente, estudiar el módulo de dichas tensiones.

Para una resolución más sencilla, se elige la siguiente alineación de la tensión de conexión V_P . De manera que la componente V_{Pq} valdrá cero. Para simplificar, denotaremos $V_{Pd} = V_P$.

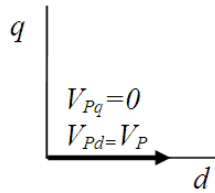


Figura 4. Alineación adoptada para la tensión de conexión V_P

Con lo que (3.10) y (3.11) se reescriben de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} V_{Pd} &= R \cdot i_d - X \cdot i_q + V_{Gd} = V_P \\ V_{Pq} &= R \cdot i_q + X \cdot i_d + V_{Gq} = 0 \end{aligned} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} P &= V_{Pq} \cdot i_d \rightarrow i_d = P / V_P \\ Q &= -V_{Pq} \cdot i_q \rightarrow i_q = -Q / V_P \end{aligned} \quad (3.14)$$

Sustituyendo los valores de i_d e i_q en (3.13) se obtiene:

$$\begin{aligned} V_{Pd} &= R \cdot (P / V_P) - X \cdot (-Q / V_P) + V_{Gd} = V_P \\ V_{Pq} &= R \cdot (-Q / V_P) + X \cdot (P / V_P) + V_{Gq} = 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

Despejando las componentes de V_G , queda:

$$V_{Gd} = V_P - \frac{1}{V_P} (P \cdot R + Q \cdot X)$$

$$V_{Gq} = \frac{1}{V_P} (Q \cdot R - P \cdot X) \quad (3.16)$$

El módulo de la tensión de red V_G se puede calcular como:

$$|V_G| = \sqrt{V_{Gd}^2 + V_{Gq}^2} \quad (3.17)$$

Que denotaremos V_G para mayor claridad. Sustituyendo (3.16) en (3.17) se obtiene:

$$V_G = \sqrt{\left(V_P - \frac{1}{V_P} (P \cdot R + Q \cdot X)\right)^2 + \frac{1}{V_P^2} (Q \cdot R - P \cdot X)^2} \quad (3.18)$$

Operando:

$$V_P^4 + V_P^2 \left[-V_G^2 - 2(P \cdot R + Q \cdot X)^2 \right] + \left[(Q \cdot R - P \cdot X)^2 + (P \cdot R + Q \cdot X)^2 \right] = 0 \quad (3.19)$$

Ecuación que relaciona el módulo de la tensión V_P en el punto de conexión, la tensión V_G de red, el punto de trabajo (P,Q) y la impedancia de red. La ecuación anterior puede reescribirse como otra de segundo grado mediante el un cambio de variable.

Sea:

$$V_P^4 = v^2$$

Efectuando el cambio de variable:

$$v^2 + v \left[-V_G^2 - 2(P \cdot R + Q \cdot X)^2 \right] + \left[(Q \cdot R - P \cdot X)^2 + (P \cdot R + Q \cdot X)^2 \right] = 0$$

Que tiene solución si:

$$\left[V_G^2 + 2(P \cdot R + Q \cdot X)^2 \right]^2 - 4 \cdot \left[(Q \cdot R - P \cdot X)^2 + (P \cdot R + Q \cdot X)^2 \right] \geq 0$$

Operando:

$$V_G^4 + 4 \cdot V_G^2 (P \cdot R + Q \cdot X) - 4 \cdot (Q \cdot R - P \cdot X)^2 \geq 0 \quad (3.20)$$

Condición general de factibilidad para V_P .

A partir de (4.20) podemos establecer una relación entre los diferentes parámetros de red, expresados por unidad, y de los parámetros adimensionales S_{CR} y xrr .

En (2.3) se dedujo:

$$R = \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} ; X = xrr \cdot \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}}$$

Con lo que (3.20) se puede reescribir como:

$$\begin{aligned} & V_G^4 + 4 \cdot V_G^2 \left(P \cdot \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} + Q \cdot xrr \cdot \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} \right) - \\ & - 4 \cdot \left[Q \cdot \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} - P \cdot xrr \cdot \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} \right]^2 \geq 0 \end{aligned} \quad (3.21)$$

Donde,

$$S_{CC} = S_{CR} \cdot S_M$$

3.3.1 Magnitudes por unidad

El estudio de magnitudes por unidad (en adelante p.u.) es de gran utilidad en los sistemas eléctricos. Se trata de operar con valores adimensionales referidos a un valor “base”, de manera que el valor real (medible) es el resultado del producto de ambos (valor adimensional multiplicado por valor base).

Se definen, a continuación, los siguientes valores base:

- La potencia base será S_{N_b} , potencia trifásica aparente de la planta.
- La tensión base será V_{G_b} , tensión de línea de la red trifásica.
- La impedancia base se calcula a partir de las anteriores:

$$Z_{-b} = \frac{V_{G_b}^2}{S_{N_b}} \quad (3.22)$$

- La corriente base se calcula cómo:

$$I_{-b} = \frac{S_{N_b}}{\sqrt{3} \cdot V_{G_b}} \quad (3.23)$$

El término $\sqrt{3}$ es necesario para que los valores reales de corriente trifásica ($I_{\text{RMS}_{abc}}$) sean coherentes con el modelo utilizado (Transformada de Park invariante en potencia), de manera que:

$$I_{\text{modelo}} = I_{\text{RMS}_{abc}} \cdot \sqrt{3} \quad (3.24)$$

Esta igualdad se verifica igualmente para los valores por unidad:

$$I_{\text{modelo_pu}} = I_{\text{RMS_abc_pu}} \cdot \sqrt{3}$$

A partir de aquí, se sustituirán las distintas magnitudes por las correspondientes expresadas por unidad. Sea:

$$V_{G_pu} = V_G / V_{G_b}$$

El valor de la tensión de red, expresado por unidad, donde V_{G_b} es el valor de tensión de red “base”. Dividiendo (3.21) entre $(V_{G_b})^4$, se obtiene:

$$\begin{aligned} & V_{G_pu}^4 + 4 \cdot V_{G_pu}^2 \left(P \cdot \frac{V_{G_pu}^2}{S_{CR} \cdot S_M \cdot \sqrt{1+xrr^2}} + Q \cdot xrr \cdot \frac{V_{G_pu}^2}{S_{CR} \cdot S_M \cdot \sqrt{1+xrr^2}} \right) - \\ & -4 \cdot \left[Q \cdot \frac{V_{G_pu}^2}{S_{CR} \cdot S_M \cdot \sqrt{1+xrr^2}} - P \cdot xrr \cdot \frac{V_{G_pu}^2}{S_{CR} \cdot S_M \cdot \sqrt{1+xrr^2}} \right]^2 \geq 0 \end{aligned}$$

Operando:

$$V_{G_pu}^4 + \frac{4 \cdot V_{G_pu}^4}{S_{CR} \cdot \sqrt{1+xrr^2}} (P_{pu} + Q_{pu} \cdot xrr) - \frac{4 \cdot V_{G_pu}^4}{S_{CR}^2 \cdot (1+xrr^2)} (Q_{pu} - P_{pu} \cdot xrr)^2 \geq 0 \quad (3.25)$$

Donde los valores de potencia activa y reactiva expresados por unidad son:

$$P_{pu} = P / S_M \quad \text{y} \quad Q_{pu} = Q / S_M$$

Nótese que en condiciones nominales de $V_{G_pu}=1$, se obtiene:

$$\begin{aligned} & 1 + \frac{4}{S_{CR} \cdot \sqrt{1+xrr^2}} (P_{pu} + Q_{pu} \cdot xrr) - \frac{4}{S_{CR}^2 \cdot (1+xrr^2)} (Q_{pu} - P_{pu} \cdot xrr)^2 \geq 0 \rightarrow \\ & \rightarrow S_{CR}^2 \cdot (1+xrr^2) + 4 \cdot S_{CR} \cdot \sqrt{1+xrr^2} (P_{pu} + Q_{pu} \cdot xrr) - 4 \cdot (Q_{pu} - P_{pu} \cdot xrr)^2 \geq 0 \end{aligned} \quad (3.26)$$

Dividiendo ente (3.26) entre P_{pu}^2 se obtiene:

$$\frac{S_{CR}^2 \cdot (1+xrr^2)}{P_{pu}^2} + \frac{4 \cdot S_{CR} \cdot \sqrt{1+xrr^2}}{P_{pu}} (1 + \text{tg } \varphi \cdot xrr) - 4 \cdot (\text{tg } \varphi - xrr)^2 \geq 0 \quad (3.27)$$

Donde $\text{tg } \varphi = \frac{Q_{pu}}{P_{pu}}$

A partir de (3.27) se puede obtener una familia de curvas que muestran el ángulo φ límite de operación, en función de las características de la red. Se muestran a continuación, para el caso $P=1$ (el más restrictivo). El convenio de signos (criterio generador) implica que la máquina genera energía reactiva cuando $\varphi < 0$.

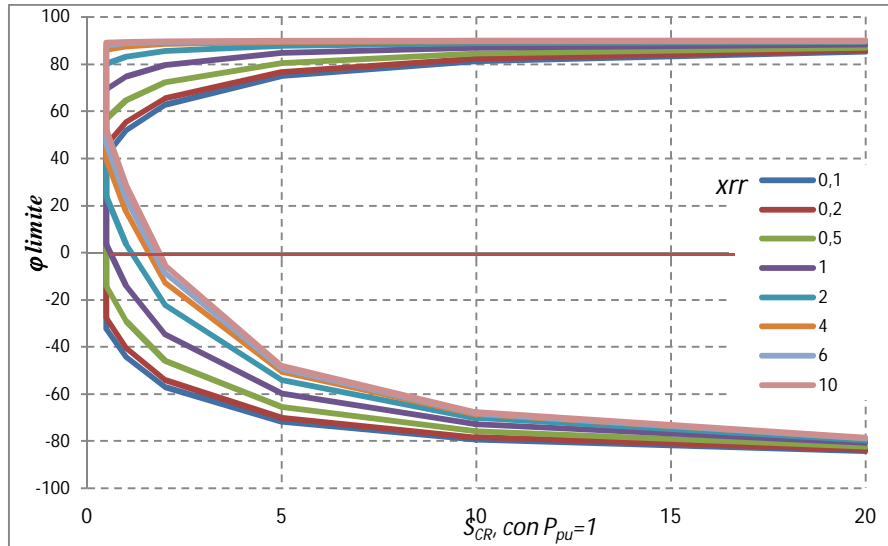


Figura 5. Limitaciones de φ en función de S_{CR} y xrr y $V_G=1$

La gráfica anterior muestra los primeros resultados en torno al análisis desde un punto de vista de la red. La idea de debilidad de la red puede relacionarse con las limitaciones para trabajar con determinados valores del factor de potencia. Obsérvese como las redes con valores de $S_{CR} > 10$ no imponen restricciones para trabajar con desfases de tensión – corriente. Sin embargo, con bajos S_{CR} , la red somete a la máquina a restricciones, en cuanto al punto de trabajo se refiere. El factor de potencia al que puede trabajar el sistema está limitado por el valor de la impedancia de red. Una red altamente resistiva, (xrr bajo), presenta limitaciones para el intercambio de potencia reactiva entre los diferentes elementos conectados a la misma, siendo mayor conforme menor es el valor de S_{CR} . Nótese como a partir de $xrr = 6$, la zona factible apenas varía.

Otros puntos factibles de operación serán posibles, siempre y cuando la tensión en el punto de conexión se comporte como grado de libertad en el modelo. En la práctica, la tensión de conexión se moverá en un intervalo de valores (típicamente +10%, -15% del valor nominal), dentro del cual la planta de generación puede seguir conectada. Como se pondrá de manifiesto más adelante, la sensibilidad a la variación de la tensión en el punto de conexión, es más acusada en redes débiles, al entregar o consumir potencia reactiva.

Otra cuestión a tener en cuenta es que el generador tendrá un comportamiento diferente en función de si la potencia reactiva es de tipo reactivo o capacitivo. En este sentido, el generador está sometido a mayores restricciones cuando genera potencia reactiva de signo capacitivo.

3.4 Implementación

En el presente apartado, se implementará mediante hoja de cálculo el modelo analítico que definen las ecuaciones (3.10) y (3.11), que se vuelven a escribir a modo de recordatorio:

$$\begin{cases} V_{Pd} = R \cdot i_d - \omega L \cdot i_q + V_{Gd} \\ V_{Pq} = R \cdot i_q + \omega L \cdot i_d + V_{Gq} \\ P_{dq} = V_{Pd} \cdot i_d + V_{Pq} \cdot i_q \\ Q_{dq} = V_{Pq} \cdot i_d - V_{Pd} \cdot i_q \end{cases} \quad (3.28)$$

Los resultados se muestran en las tablas correspondientes, que componen el Anexo1 del trabajo. Como ya se ha comentado, la implementación se hace para valores de $P=1$. Si un punto de trabajo es factible para $P=1$, desde el punto de vista de la tensión de conexión, lo es para valores de $P<1$. Esto se verá con más detenimiento en el capítulo siguiente.

En lo sucesivo se emplearán magnitudes expresadas por unidad. Para una mayor claridad, se omite el subíndice “p.u” utilizado anteriormente.

3.4.1 Modelo simplificado de red débil, con $R=0$

El modelo simplificado distingue entre magnitudes asociadas a inversor (M), el punto de conexión (P) y la red (G), según la figura siguiente

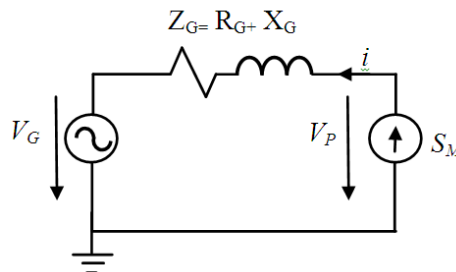


Figura 6. Modelo simplificado de red - generador

Para una primera aproximación del problema, se fija una nueva alineación de ejes tal que $V_{Gd}=1=V_G$ y $V_{Gq}=0$.

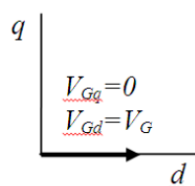


Figura 7. Alineación adoptada para la tensión de red V_G

Para el caso particular $R=0$ (3.25) tiene como solución única $X=0.5$. Dado que las redes débiles son altamente resistivas, este caso no será representativo para el estudio de las tensiones en el circuito. Pero sí lo será para ilustrar el comportamiento de la energía reactiva Q , ya que está relacionada únicamente con la parte inductiva de la impedancia de red.

Bajo este supuesto, las ecuaciones (3.10) y (3.11), siendo $R=0$, $P=1$, se reescriben como:

$$V_{pd} = 1 - X \cdot i_q$$

$$V_{pq} = X \cdot i_d$$

En tales condiciones, la potencia entregada por la máquina será:

$$P = (-X \cdot i_q + 1) + X \cdot i_d \cdot i_q = i_d ; \quad P = 1 \rightarrow i_d = 1$$

$$Q = X \cdot i_q^2 + X \cdot i_d \quad (3.29)$$

Con lo que el módulo de la tensión de conexión puede expresarse como:

$$|V_p| = \sqrt{V_{pd}^2 + V_{pq}^2} = \sqrt{(-X \cdot i_q + 1)^2 + (X \cdot i_d)^2} \quad (3.30)$$

Representamos gráficamente Q y $|V_p|$ en función de i_q . Para fijar el valor de potencia activa en $P=1$, basta con que i_p tome valor 1 para todos los puntos de trabajo.

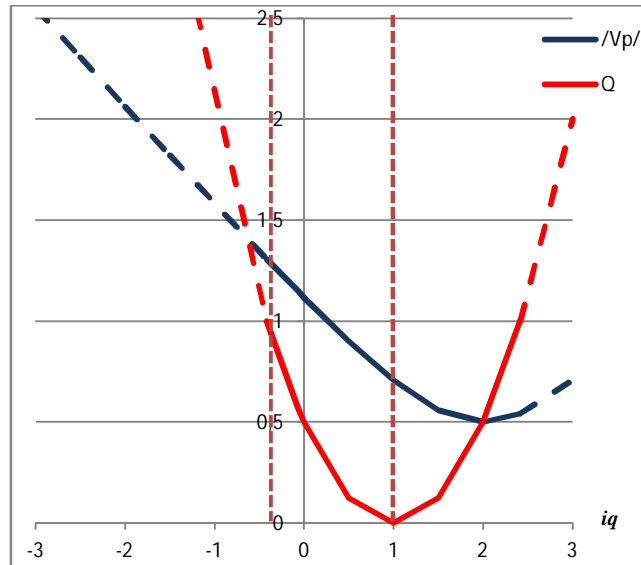


Figura 8. Variaciones de V_p y Q en función de i_q cuando $P=1$ y $X=0.5$.

Nótese que los valores P y Q son los correspondientes al inversor (serán diferentes a los consignados en el punto de conexión). Éste trabaja en un rango determinado de puntos (P, Q)

que acotaremos con la condición de $S_{max}=1,4142$. Es decir, permitiendo consignas de trabajo en máquina de $P=Q=1$. Analíticamente, supone que el valor de i_q estaría dentro del intervalo de valores $[-0,4142; 2,41]$. Por otro lado, está la restricción que impone el módulo de la corriente, que no será superior a 1,4142 (*Véase Cálculos, Tabla1*). Por ello, las líneas verticales en trazo discontinuo delimitan la zona de trabajo factible en corriente. Como se aprecia en el gráfico, los valores por unidad de tensión V_p oscilan entre 0.7 y 1.3, dentro del intervalo citado. Si bien, existen soluciones matemáticamente factibles, algunas serán imposibles de implementar en la realidad. Una cuestión a tener en cuenta en el control es que para la misma consigna $Q=1$, tenemos dos valores de tensión bien diferentes. Como punto singular, si el sistema trabaja con factor de potencia unitario en la máquina ($P=1, Q=0$), la tensión en el punto de conexión será de 0,707, lo que llevará a la desconexión del inversor. En tales condiciones, la potencia de cortocircuito P_{CC} será:

$$P_{CC} = i_{cc} \cdot V_G = \frac{V_G}{Z} \cdot V_G = \frac{1}{0,5} \cdot 1 = 2 \quad (3.31)$$

Si hemos de trabajar con valores de V_p cercanos a 1, entonces se hace necesaria una entrega de potencia reactiva Q cercana a 0.267

3.4.2 Modelo simplificado de red fuerte

Si tomamos un valor de $X=0.05$ la potencia de cortocircuito será $SCC= 20$. La representación gráfica de las ecuaciones (3.29) y (3.30) se muestra a continuación. En trazo continuo, se delimita la zona de trabajo del inversor.

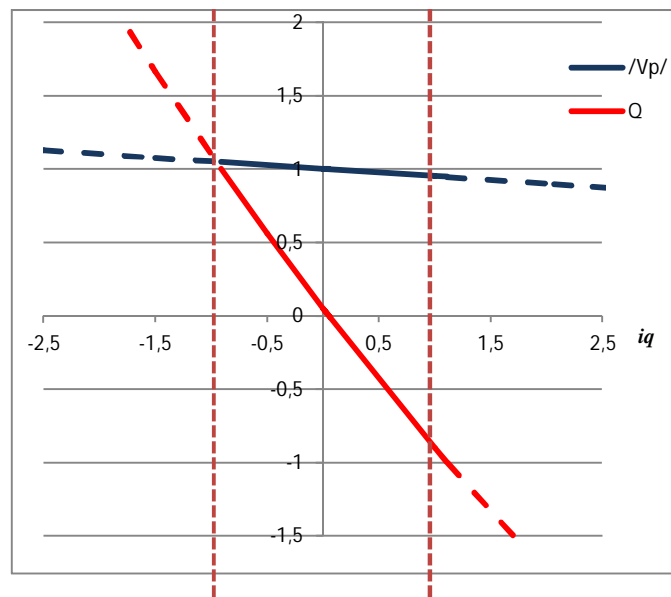


Figura 9. Variaciones de V_p y Q en función de i_q cuando $P=1$ y $X=0.05$.

Este comportamiento explica la correlación conocida entre la tensión en el punto de conexión y la potencia reactiva que intercambian los diferentes elementos del circuito (red, inductancias e inversor). En el caso de las redes fuertes, esta relación es unívoca. Por esta razón es de gran utilidad para el control de la tensión. Nótese que la función Q no pasa por cero con $i_q=0$. En este punto, el valor de Q es igual al de la impedancia de red y la tensión en el punto de conexión es igual a 1. Lo que explica el hecho de que, como mínimo, el sistema necesita compensar la caída de tensión debida a la impedancia total del sistema. Dicho de otro modo: si el inversor trabaja con factor de potencia unitario ($Q=0$) la tensión en el punto de conexión es sensiblemente inferior a 1. En la práctica, la tensión será superior debido al efecto resistivo de la impedancia de red.

En este caso, para trabajar con consignas de $P=Q=1$, el valor de i_q está en el intervalo de valores $[-0,808; 1,11]$ (Véase Cálculos, Tabla 2.). Las líneas verticales en trazo discontinuo delimitan la zona de trabajo factible en corriente.

Por otro lado, las variaciones de la tensión de conexión están en consonancia con los rangos de trabajo habituales.

3.4.3 Modelo general de red débil

Este modelo incluye tanto la parte inductiva como la parte resistiva de la impedancia de red. Asimismo, se distingue entre magnitudes asociadas a inversor (M), el punto de conexión (P) y la red (G), según la figura siguiente:

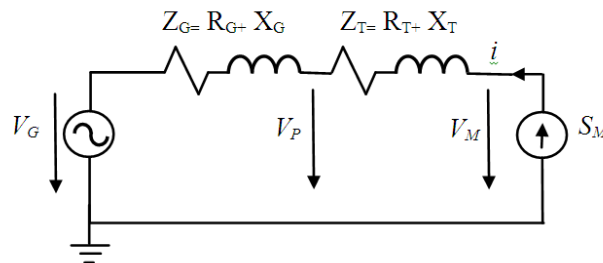


Figura 10. Modelo general de red – subestación - generador

Así, las ecuaciones del modelo se reescriben como sigue:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{Pd} = V_{Gd} + R_G \cdot i_d - X_G \cdot i_q \\ V_{Pq} = V_{Gq} + R_G \cdot i_q + X_G \cdot i_d \\ V_{Md} = V_{Pd} + R_T \cdot i_d - X_T \cdot i_q \\ V_{Mq} = V_{Pq} + R_T \cdot i_q + X_T \cdot i_d \end{array} \right. \quad (3.32)$$

Donde R_T y Z_T son los valores de la impedancia del transformador de subestación, y R_G y Z_G son los correspondientes a la impedancia de red. La caída de tensión de tipo resistivo en los transformadores de máquina se considera despreciable ($R_T=0$).

Asimismo, en máquina se tiene:

$$\begin{aligned} P &= V_{Md} \cdot i_d + V_{Mq} \cdot i_q \\ Q &= V_{Mq} \cdot i_d - V_{Md} \cdot i_q \end{aligned} \quad (3.33)$$

Son las potencias referidas al inversor equivalente, de potencia aparente S_M igual al total de la potencia nominal instalada, que en valor por unidad será de 1,4142.

Para la implementación de este modelo se sigue el criterio anterior de alineación de la tensión de red, esto es: $V_{Gd}=1=V_G$ y $V_{Gq}=0$. De esta manera, la corriente i_q queda asociada a la energía reactiva, como en los casos anteriores.

Sean $S_{CC}=2$ y $xrr=6$ los parámetros que caracterizan la red. A partir de ellos, se calcula X y R , como sigue:

$$\begin{aligned} S_{CR} &= \frac{S_{CC}}{S_M} \rightarrow S_{CC} = S_{CR} \cdot S_M = 2 \cdot 1,4142 = 2,8284 \\ S_{CC} &= V_G \cdot I_{CC} \frac{V_G^2}{Z} = \frac{V_G^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \frac{V_G^2}{R \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} \rightarrow \\ \rightarrow R &= \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1 + xrr^2}} = \frac{1^2}{2,8284 \cdot \sqrt{1 + 6^2}} = 0,058 \\ X &= R \cdot xrr = 0,3487 \end{aligned}$$

Donde $X = X_T + X_G$ y $R = R_G$ (se desprecia la impedancia óhmica del transformador de subestación), se toma $X_T=0.125$, valor típico (Trebolle, 2012).

La gráfica siguiente muestra la variación de la tensión y la potencia reactiva, diferenciando el valor de máquina y del punto de conexión, en las condiciones dadas. En trazo continuo, se delimita la zona de trabajo del inversor, cuyo valor máximo se corresponde con el punto de operación de $P=Q=1$ (Valores de máquina). En tales condiciones i_q está en el intervalo de valores $[-0,49; 2,69]$. Por otro lado, está la restricción que impone el módulo de la corriente, que no será superior a 1,4142 (Véase Cálculos, Tabla 3). Las líneas verticales en trazo discontinuo delimitan la zona de trabajo factible en corriente.

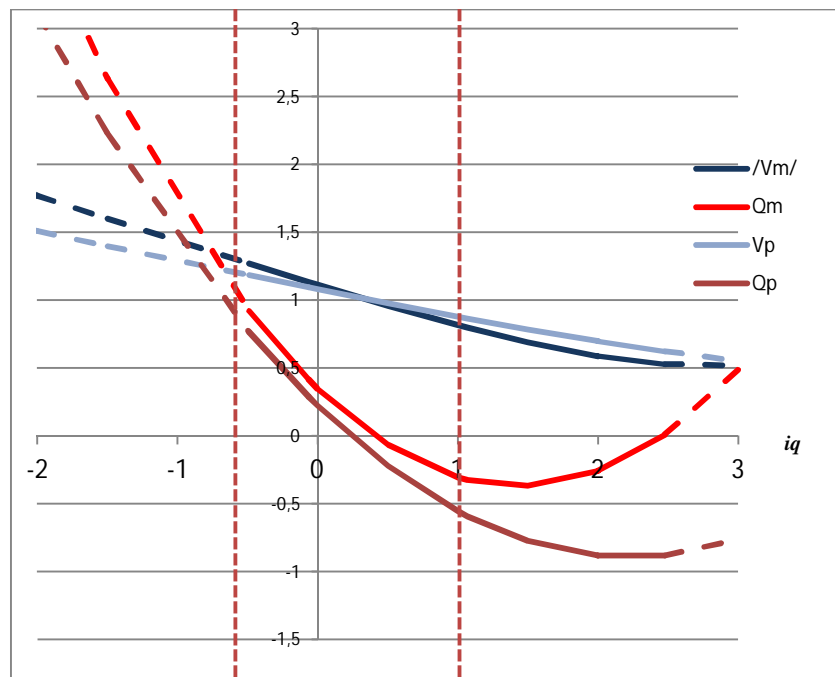


Figura 11. Variaciones de V_p y Q en función de i_q con $P=1$, $SRC=2$ y $xrr=6$

En este caso, el fenómeno más reseñable es la divergencia de los valores de Q en máquina y el en el punto de conexión. La relación no es unívoca cuando i_q es positiva y para un mismo valor de Q_M , tendremos dos valores diferentes de Q_P . Asimismo, cuando se consignan valores de $Q < 0$, la tensión en el punto de conexión baja de manera significativa, por lo que es de esperar que el inversor se desconecte. Finalmente, también desaparece la relación biunívoca entre la tensión y la potencia reactiva, lo que puede dar lugar a complicaciones en el de control de tensión en planta.

3.4.4 Modelo general de red fuerte

Finalmente, y a partir de (3.32) y (3.33), se caracteriza una red fuerte partiendo de $SRC=5,4$ y $xrr=20$. En tal caso, los valores de la impedancia total son: $X=0,125$ y $R=0,00625$. La gráfica siguiente muestra la variación de la tensión en los diferentes puntos de estudio (red, subestación, máquina), así como la Q de máquina y la Q en el punto de conexión, en las condiciones dadas. En trazo continuo, se acota la zona de trabajo del inversor, que se delimita para un caso extremo de $P=Q=1$ (Valores de máquina). En tales condiciones i_q estará dentro del intervalo de valores $[-0,96; 1,03]$. (Véase Cálculos, Tabla 4). Las líneas verticales en trazo discontinuo delimitan la zona de trabajo factible en corriente.

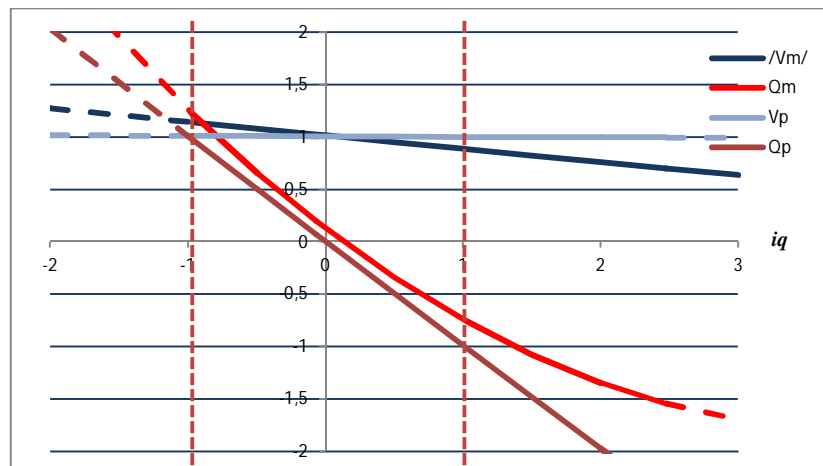


Figura 12. Variaciones de V_p y Q en función de i_q con $P=1$, $SRC=5,4$ y $xrr=20$

En esta situación, se aprecia la esperada correspondencia biunívoca entre la tensión y potencia reactiva que intercambian los diferentes elementos del circuito. Asimismo, la variación de la tensión está dentro del rango aceptable para el inversor.

3.5 Validación

Los modelos propuestos se han validado mediante el *software* de simulación PSIM. Para ello, se ha implementado el circuito que se muestra en la figura siguiente. Los resultados obtenidos mediante simulación y hoja de cálculo son coincidentes, lo que permite validar la bondad del modelo.

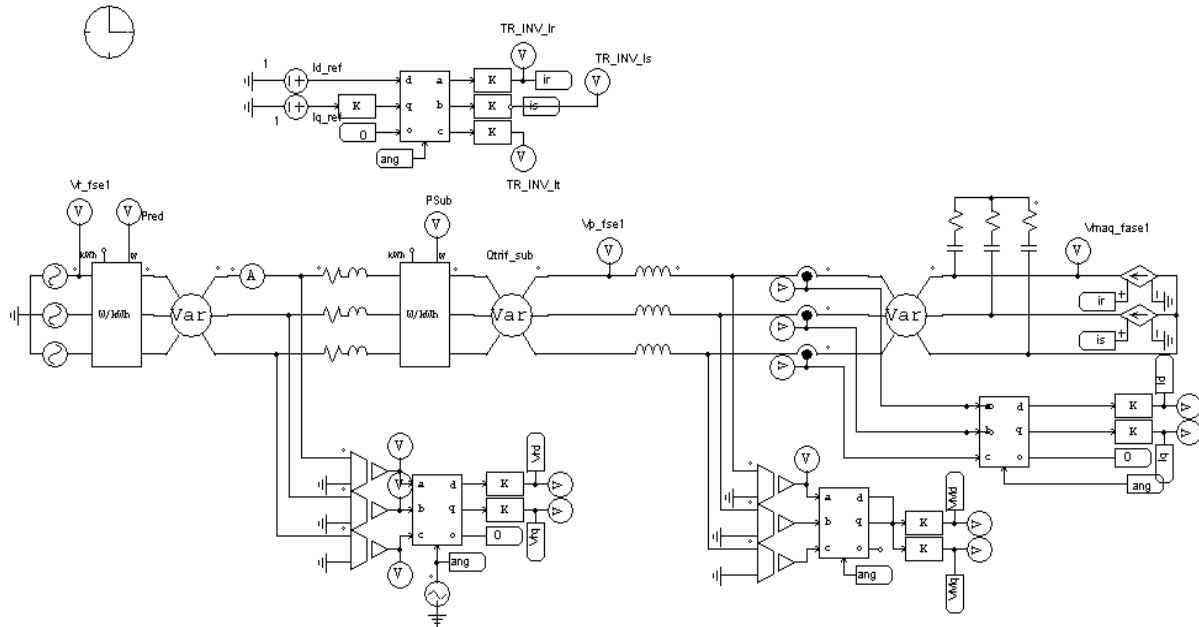


Figura 13. Modelo PSIM Red –Subestación - Generador

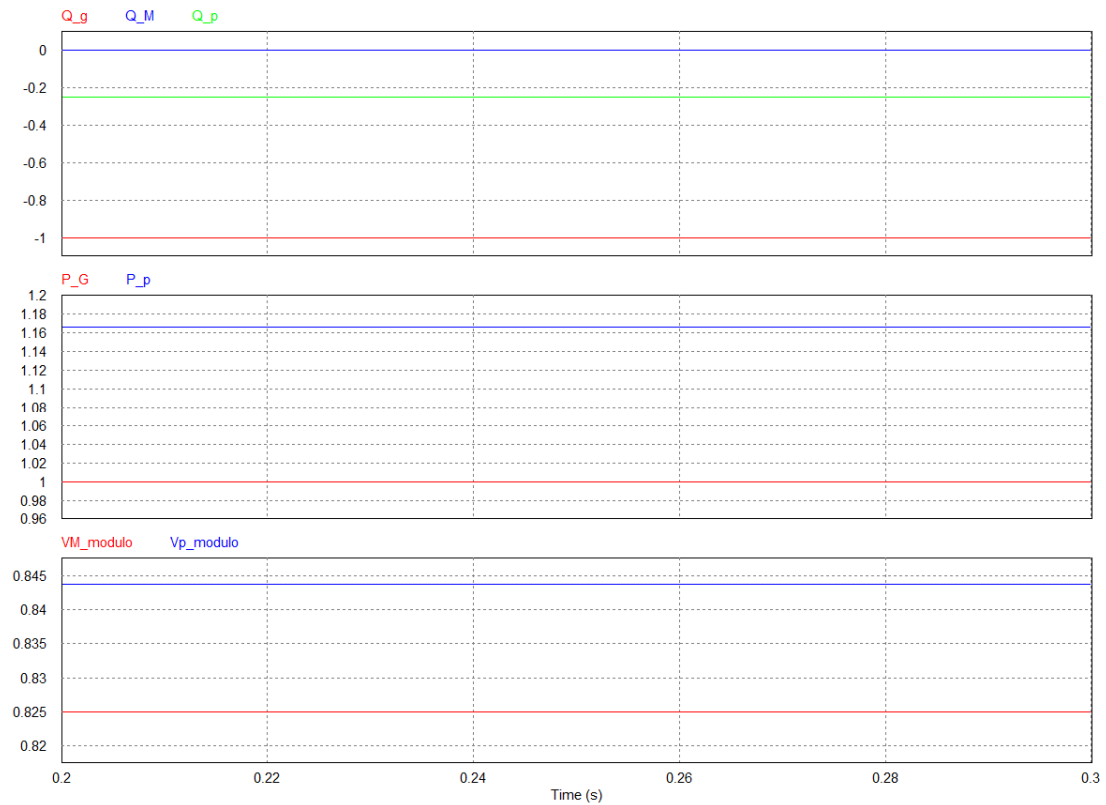
El circuito opera a partir valores de corriente obtenidos mediante la transformada inversa de Park, de diferentes pares de valores I_q ($I_d=1$). Los valores de corriente en abc son los que circulan por cada una de las fases. El ángulo de transformación se lee desde el bloque $abc-dq$ que opera con la tensión de red. Se realizan diferentes medidas de potencia, tensión y corriente. Se sensorizan las componentes de la tensión en red y subestación, así como las de corriente, para obtener el valor de sus módulos. Para dotar al sistema de mayor estabilidad se conecta el un filtro RC ($R=100000$ ohm, $C=2\mu F$)

Se muestran, a continuación, dos resultados de la simulación, que pueden cotejarse con los cálculos obtenidos mediante hoja de cálculo. En concreto, son los obtenidos para el modelo general de red débil, que se ha descrito en el apartado 3.3.3, donde se estableció una impedancia total definida por: $x_{rr}=6$, $X=0.5$, con $X_T=0.125$, con $V_{Gd}=1$, $V_{Gq}=(Véase Cálculos, Tabla 5)$.

Para $I_d=I_q=1$, se obtiene, mediante hoja de cálculo:

- $Q_p=-0,25$, $Q_M=0$, $Q_G=-1$
- $P_p= P_M=1,1666$; $P_G=1$
- $/V_p/=0,8436$
- $/V_m/=0,8249$

El resultado de la simulación arroja los siguientes valores:



Measure	
Time	2.9272086e-001
Q_g	-9.9997383e-001
Q_M	-5.1345714e-006
Q_p	-2.4999731e-001
P_G	9.9999525e-001
P_p	1.166646e+000
VM_modulo	8.2496012e-001
Vp_modulo	8.4368848e-001

Figura 14. Validación mediante PSIM con $I_d=I_q=1$

Para $I_d=1$ $I_q=0,5$, se obtiene, mediante hoja de cálculo:

- $Q_p=-0,0312$, $Q_M=0,125$; $Q_G=-0.5$
- $P_p= P_M=1,1042$; $P_G=1$
- $/V_p/=0,988$
- $/V_m/=0,994$

El resultado de la simulación arroja los siguientes valores:

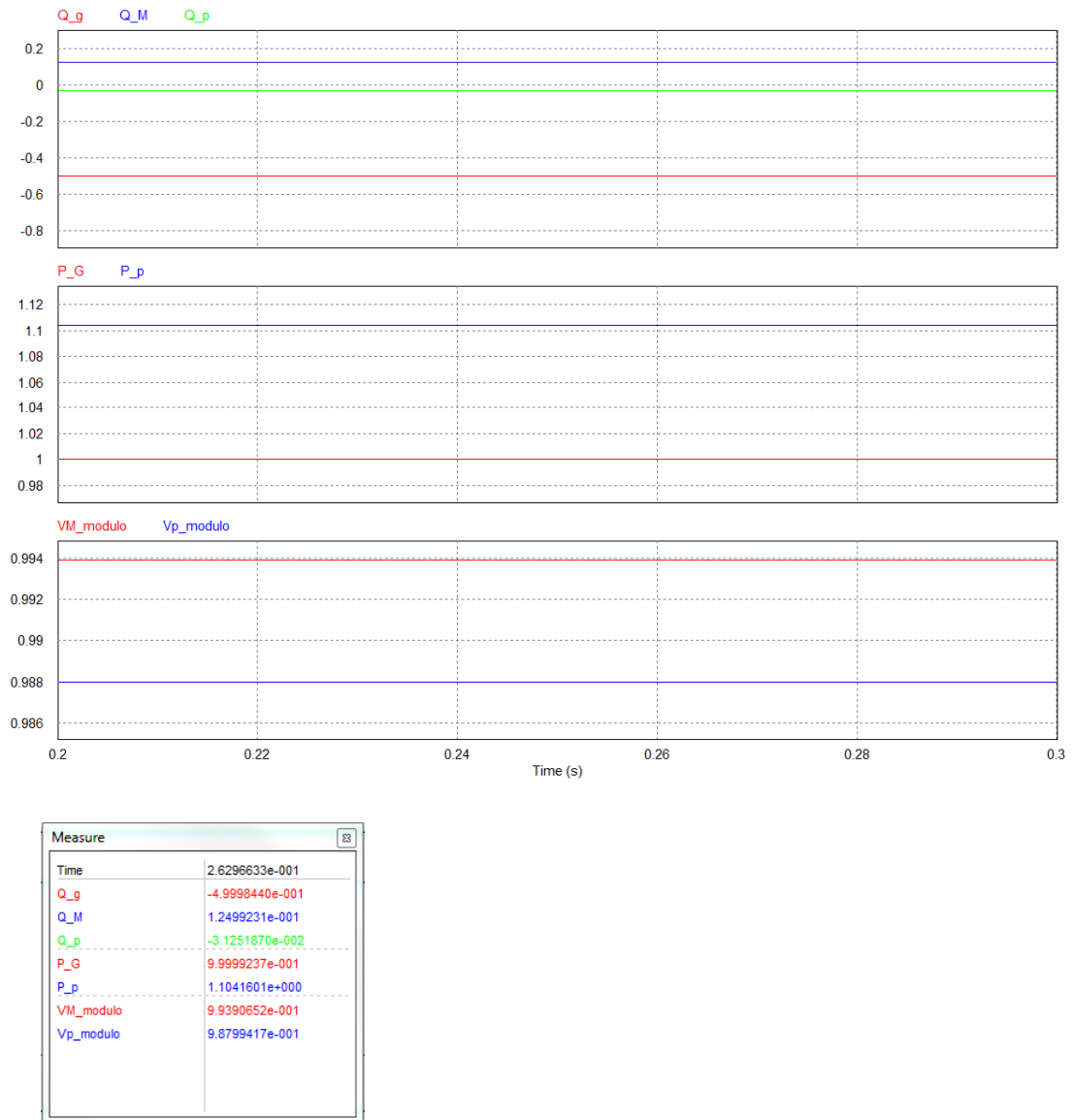


Figura 15. Validación mediante PSIM con $I_d=1$ e $I_q=0,5$

Capítulo 4.

Análisis y resultados

4.1 Balance de potencia reactiva

Mediante las simulaciones con PSIM se puede conocer cómo es el flujo de intercambio de potencia reactiva entre los diferentes elementos que componen el sistema. Como se verá más adelante, en una red fuerte, la posición relativa de la tensión y la corriente en diferentes puntos, está en consonancia con el signo* de la potencia reactiva. Sin embargo, en una red débil esta relación no es en absoluto evidente. Los modelos simplificados descritos en los apartados 3.4.1 y 3.4.2 ofrecen una visión clara de este aspecto ya que permiten visualizar las variaciones de tensión debido exclusivamente al efecto de la energía reactiva Q .

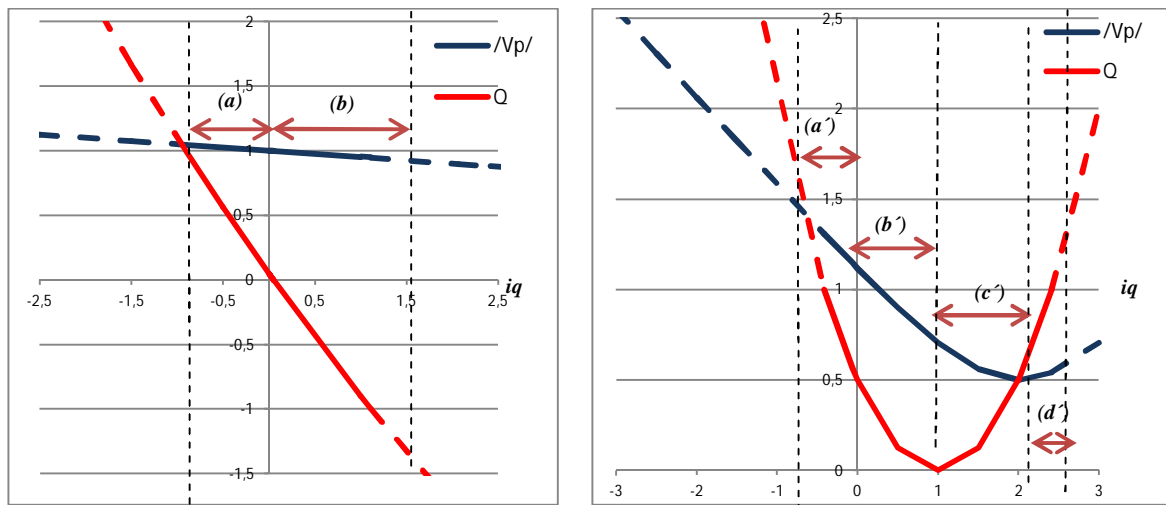


Figura 16. Relación Q - V_p en una red ideal fuerte (izda.) con $R=0$; $X=0,5$ y red ideal débil con $R=0$; $X=0,05$, en función de i_q

*Nota: El análisis se realiza siguiendo el llamado “criterio generador”, donde la corriente generada en retraso respecto a la tensión, implica que la potencia reactiva asociada tiene signo positivo (reactiva capacitiva) y la componente i_q tiene signo negativo.

4.1.1 Red fuerte

Para el caso de la red fuerte (véase 3.3.1), tenemos dos situaciones claramente diferenciadas, tal y como muestra la *Figura 16-izquierda*. Valores positivos de potencia reactiva (a) implican aumento de la tensión y viceversa (b). La tensión V_P vale la unidad cuando la potencia reactiva toma el valor igual al de la inductancia de la red.

Este comportamiento se corresponde con la relación comúnmente aceptada entre tensión y potencia reactiva.

Se muestra en las gráficas siguientes

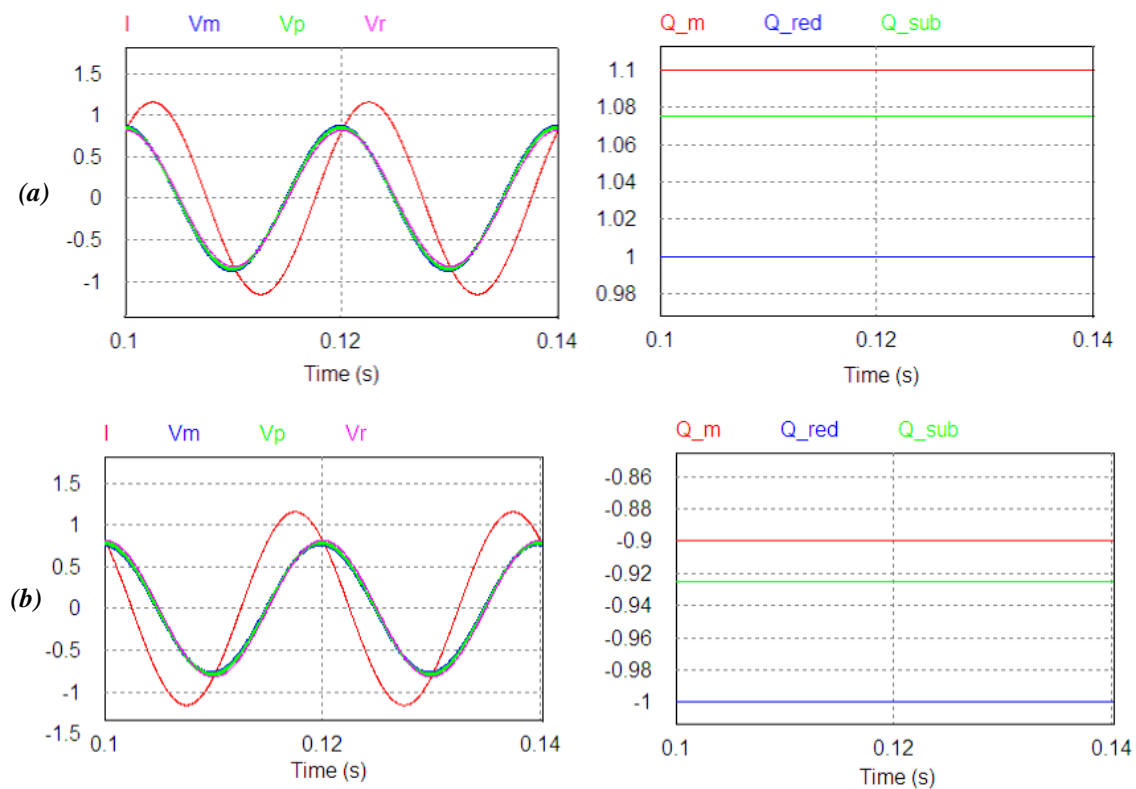


Figura 17. Flujos de energía reactiva en una red fuerte

Figura 17(a): la corriente estará retrasada respecto a la tensión, con $I_q = -1$. Bajo el criterio generador, el inversor genera $Q > 0$ (reactiva capacitiva). La reactiva fluye desde el inversor hacia las inductancias de red y subestación, donde hay un mínimo consumo, para intercambiarse, casi en su totalidad, con la red. La tensión en el punto de conexión se ha incrementado en 5% aproximadamente, respecto a la tensión de red.

Figura 17(b): la corriente estará adelantada respecto a la tensión, con $I_q = 1$. Bajo el criterio generador, el inversor genera $Q < 0$ (reactiva inductiva). La reactiva fluye desde la red hacia las inductancias de red y subestación, donde hay un mínimo consumo, para intercambiarse, casi en su totalidad, con el inversor. La tensión en el punto de conexión ha caído un 5%, respecto a la tensión de red.

4.1.2 Red débil

En el caso de la red débil, la relación no es en absoluto evidente ya que la posición relativa de la tensión y la corriente puede cambiar, a pesar de que el signo de Q no varíe. En la *Figura 16 – derecha* – se identifican 4 zonas diferentes, delimitadas por la zona de operación de ambas funciones, el eje de ordenadas y el punto de inflexión de la función Q . A continuación, se analizan 4 puntos de trabajo, donde I_q toma los siguientes valores: -0,4142, 0, 1 y 2 (éste último no es factible en la práctica).

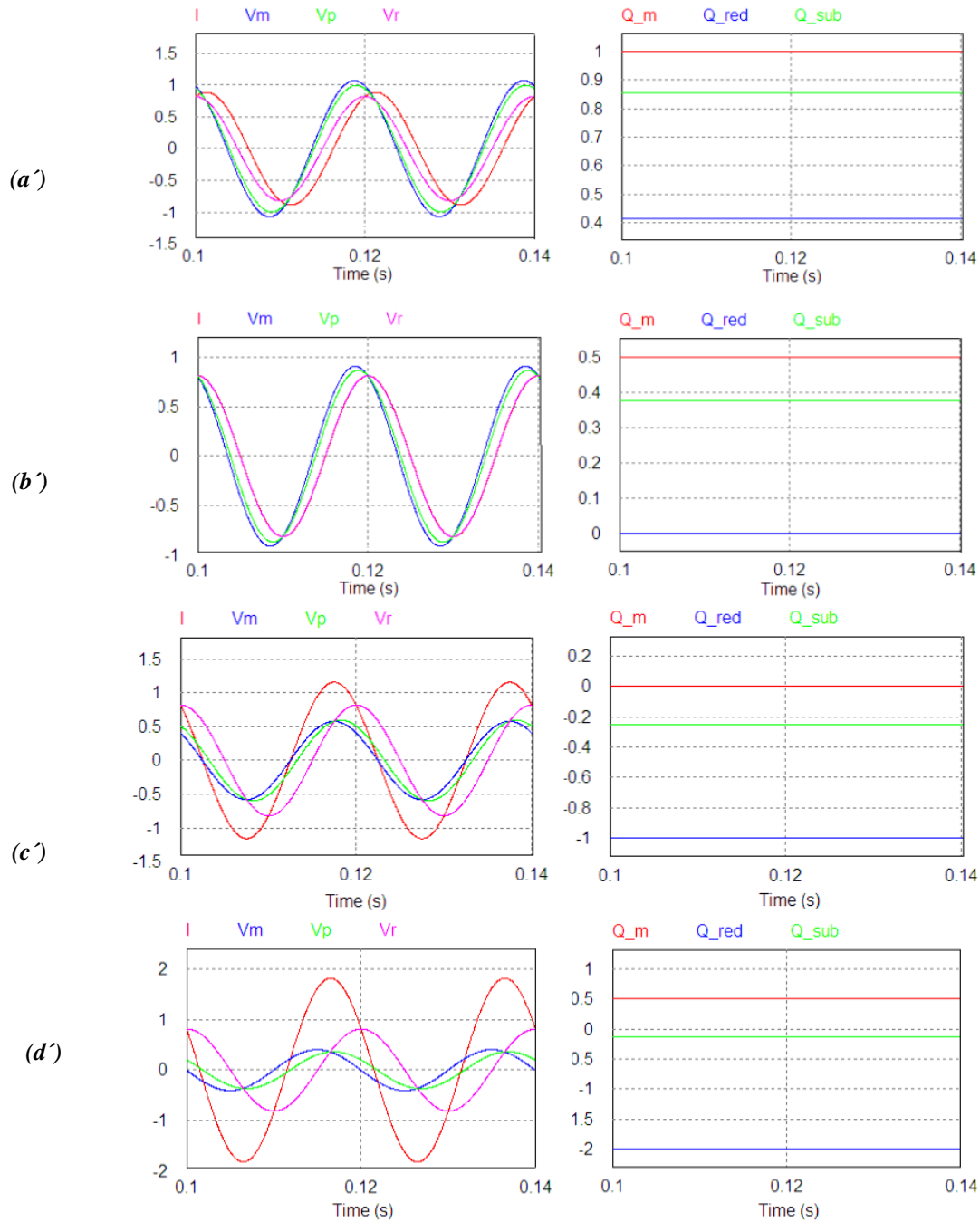


Figura 18. Flujos de energía reactiva en una red débil

Figura 18 (a'): la corriente está retrasada respecto a la tensión de máquina (también respecto a la tensión de red y del punto de conexión), con $I_q = -0.4142$. Bajo el criterio generador, el inversor genera $Q = 1$ (reactiva capacitiva). La energía reactiva fluye desde el inversor hacia las inductancias de red y subestación (punto de conexión), donde hay un consumo Q_c de energía reactiva en las inductancias de subestación ($Q_{c_P} = 0.15$) y red ($Q_{c_G} = 0.45$), inyectando el excedente ($Q_G = 0.4$) en la red. La correlación V_p - Q es análoga al de una red fuerte pero la tensión en el punto de conexión se ha incrementado un 30% aproximadamente respecto a la tensión de red, lo que no es factible para la operación de la planta

Figura 18 (b'): la corriente está retrasada respecto a la tensión de máquina y del punto de conexión, y en fase con la tensión de red, con $I_q = 0$. Bajo el criterio generador, el inversor genera $Q = 0.5$ (reactiva capacitiva). La energía reactiva fluye desde el inversor hacia las inductancias de red y subestación (punto de conexión), donde hay un consumo de energía reactiva en las inductancias de subestación ($Q_{c_P} = 0.125$) y red ($Q_{c_G} = 0.375$). En este caso no hay excedentes hacia la red ($Q_G = 0$). Esto está en consonancia con el hecho de que tensión de red y corriente estén en fase. La tensión en el punto de conexión se ha incrementado un 12% aproximadamente, respecto a la tensión de red. Este punto es, además, el de corriente mínima.

Figura 18 (c'): la corriente está adelantada respecto a la tensión de red (también respecto a la tensión del punto de conexión) y en fase con la tensión de máquina, con $I_q = 1$. La red genera $Q = -1$ (reactiva capacitiva). La energía reactiva fluye desde la red hacia las inductancias de red y subestación (punto de conexión), donde se intercambia en las inductancias de subestación ($Q_{c_P} = 0.25$) y de red ($Q_{c_G} = 0.75$). En este caso no hay excedentes hacia el inversor. Esto está en consonancia con el hecho de que tensión de máquina y corriente estén en fase. Pero la tensión en el punto de conexión ha bajado un 30% aproximadamente, respecto a la tensión de red, lo que no es factible para la operación de la planta.

Figura 18 (d'): la corriente está adelantada respecto de la tensión de red y atrasada respecto de la tensión de máquina (prácticamente en fase en el punto de conexión), con $I_q = 2$. Ambos, red e inversor, están generando reactiva, que fluye desde éstos hacia los consumos en las inductancias en red ($Q_{c_G} = 1.875$) y subestación ($Q_{c_P} = 0.625$)

Este resultado es importante desde el punto de vista del control de tensión, ya que el valor de factor de potencia consignado en el punto de conexión (P) va a diferir del valor consignado en máquina (M), puesto que, para un mismo punto de trabajo, el ángulo desfase tensión – corriente va a variar notablemente entre ambos puntos. En la práctica, es un punto no factible en corriente.

A continuación, se comparan dos casos. La *Figura 18(izda.)* muestra esta variación en una red débil ($\text{SRC}=2$ y $\text{xrr}=0,5$). La figura de *Figura 18(dcha.)* muestra la variación en el caso de una red fuerte ($\text{SRC}=20$ y $\text{xrr}=10$).

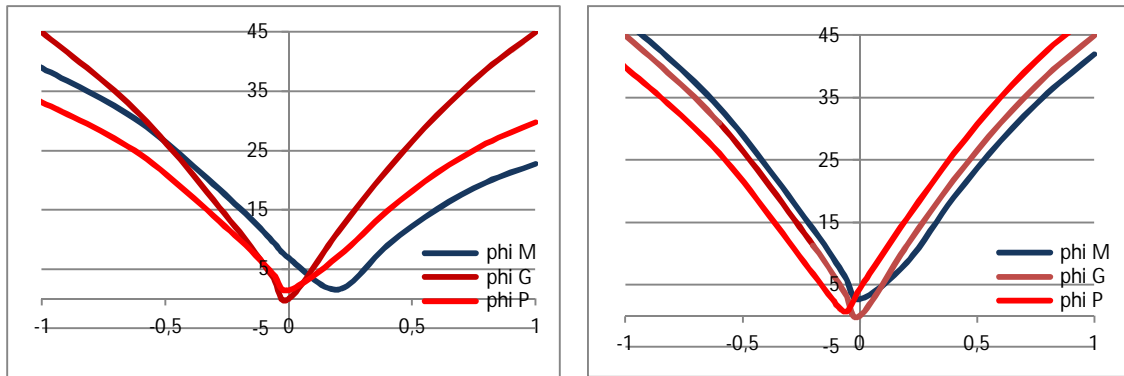


Figura 19. Variación del ángulo desfase tensión – corriente en función de i_q

Análogamente, se muestra a continuación la variación del factor de potencia para los mismos casos.

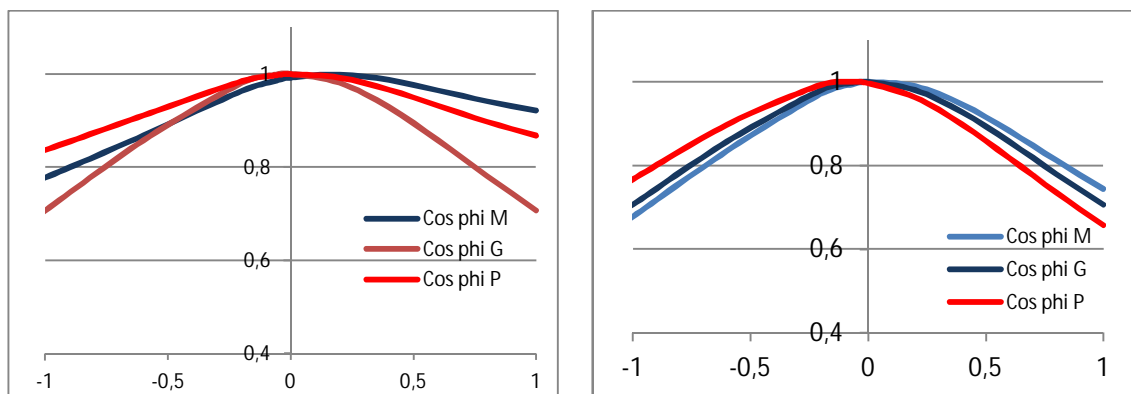


Figura 20. Variación del $\cos \varphi$ en función de i_q

4.2 Análisis de sensibilidad de V_p

El modelo desarrollado en el capítulo anterior no muestra información específica sobre el valor del factor de potencia medido en el punto de conexión. Para poder evaluarlo, se resuelve el modelo general descrito en el apartado 3.4.3, bajo nuevas premisas.

Las ecuaciones que describen el modelo simplificado de la *Figura 8* se pueden resolver alineando la tensión V_M del inversor con los ejes d-q, de manera que la componente V_{Mq} valdrá cero y V_{Md} se denotará V_M para simplificar.

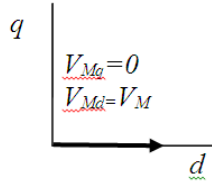


Figura 21. Alineación adoptada para la tensión de máquina V_M

Se plantea el sistema de ecuaciones en base a la impedancia total del sistema, que denotaremos como Z_S , siendo la suma de la impedancia de red Z_G más la impedancia del transformador de subestación Z_T .

$$Z_S = Z_G + Z_T \quad (4.1)$$

Bajo este supuesto, las ecuaciones de tensión (3.10) que describen el sistema se pueden reescribir como:

$$\begin{aligned} V_{Md} &= V_{Gd} + R_S \cdot i_d - X_S \cdot i_q = V_M \\ V_{Mq} &= V_{Gq} + R_S \cdot i_q + X_S \cdot i_d = 0 \end{aligned} \quad (4.2)$$

Análogamente, las ecuaciones de potencia (medida en máquina) (3.11) quedan:

$$\begin{aligned} P &= V_{Md} \cdot i_d \\ Q &= -V_{Md} \cdot i_q \end{aligned} \quad (4.3)$$

En esta nueva alineación, la tensión de red V_G tendrá componentes cualesquiera y su módulo se calcula como:

$$|V_G| = \sqrt{V_{Gd}^2 + V_{Gq}^2} \quad (4.4)$$

Para cada punto de trabajo dado, representado por el par de valores P-Q, (4.2) y (4.4) constituyen un sistema de 3 ecuaciones y tres incógnitas: V_M , V_{Gd} y V_{Gq} , que se va resolver mediante iteración, a través de hoja cálculo. Para lo cual se procede como sigue:

Despejando V_M de (4.2), así como i_d e i_q de (4.3), se tiene

$$V_M = V_{Gd} + R_s \cdot \frac{P}{V_M} - X_s \cdot \frac{Q}{V_M} \quad (4.5)$$

Operando:

$$V_M^2 - V_{Gd} \cdot V_M + (R_s \cdot P + X_s \cdot Q) = 0 \quad (4.6)$$

El método de iteración parte de un valor prefijado del módulo de VG (no así de sus componentes), junto con el par de valores P-Q y el valor de la impedancia Z_s . Dando un valor inicial a V_M , se resuelve V_{Gd} en (5.6). El valor resultante permite calcular dos soluciones de V_M , siendo la positiva el “valor semilla” para la siguiente iteración. Una vez se obtiene convergencia con V_M , se calculan los valores i_d e i_q en (5.3).

Conocidas V_M , i_d e i_q , ya se puede conocer la tensión en el punto de conexión VP, calculando la caída de tensión en la impedancia X_T del transformador de subestación. Despreciando la resistencia del transformador de subestación y puesto que $V_{pq}=0$, se tiene:

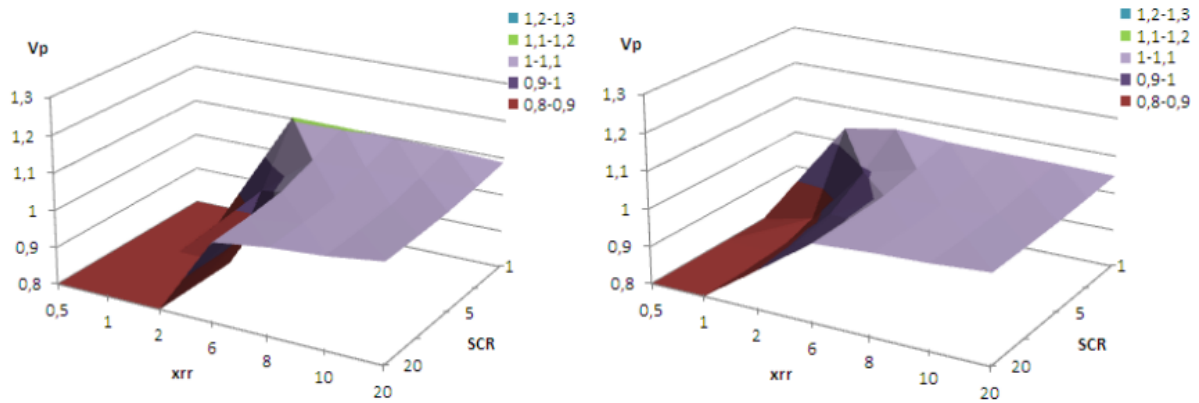
$$\begin{aligned} V_{Pd} &= V_{Md} + X_T \cdot i_q \\ V_{Pq} &= -X_T \cdot i_d \end{aligned} \quad (4.7)$$

Que nos permite evaluar la tensión VP en el punto de conexión para un punto de funcionamiento P-Q, que determinan el valor $\cos \varphi$ en el punto de conexión y unas condiciones de red (SCR y xrr) determinadas, ya que:

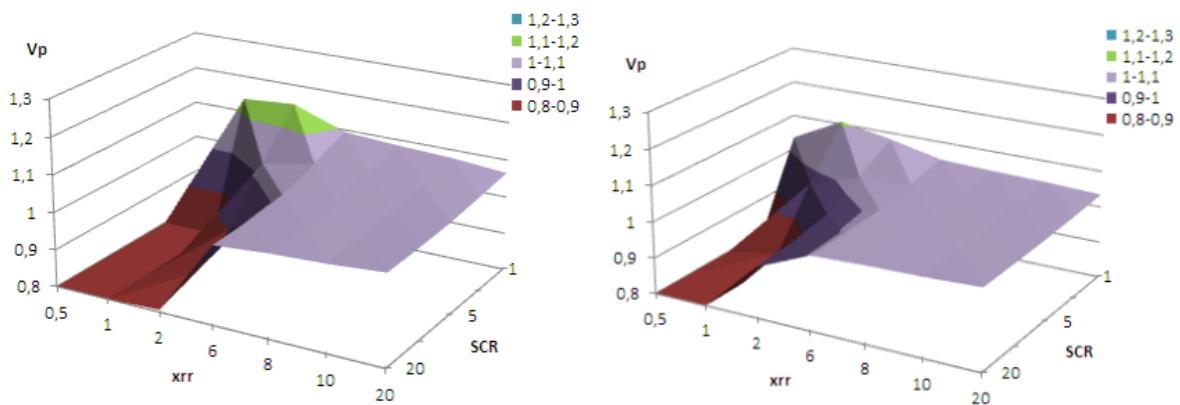
$$|V_P| = \sqrt{V_{Pd}^2 + V_{Pq}^2} \quad (4.8)$$

$$R = \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1+xrr^2}}; X = xrr \cdot \frac{V_G^2}{S_{CC} \cdot \sqrt{1+xrr^2}} \quad (4.9)$$

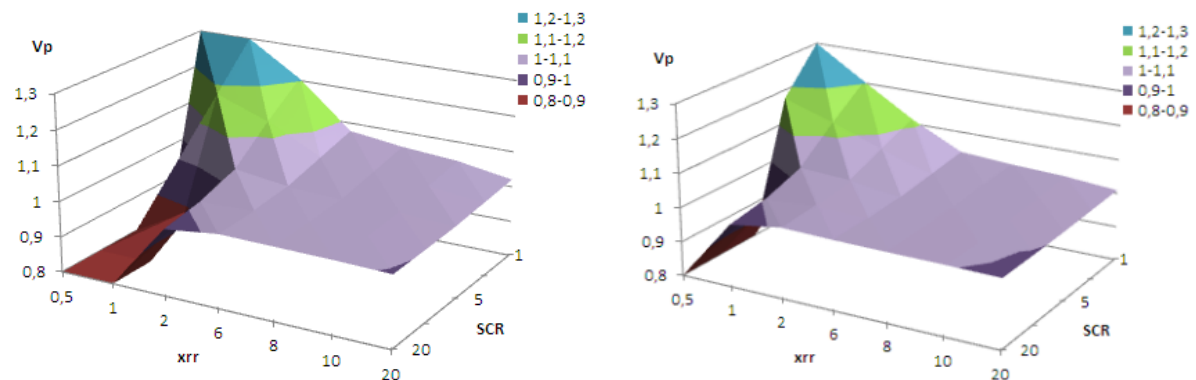
A continuación, se muestran gráficamente los resultados del análisis de sensibilidad de la tensión en el punto de conexión (VP) en función de los parámetros xrr y SCR de la red, y el punto de trabajo ($\cos \varphi$, medido en el punto de conexión). Para cada punto de trabajo se han analizado dos casos: $P=1$ y $P=0,5$.



$\cos \varphi = 0,8$ en el punto de conexión y $Q < 0$



$\cos \varphi = 0,9$ en el punto de conexión y $Q < 0$



$\cos \varphi = 1$ en el punto de conexión

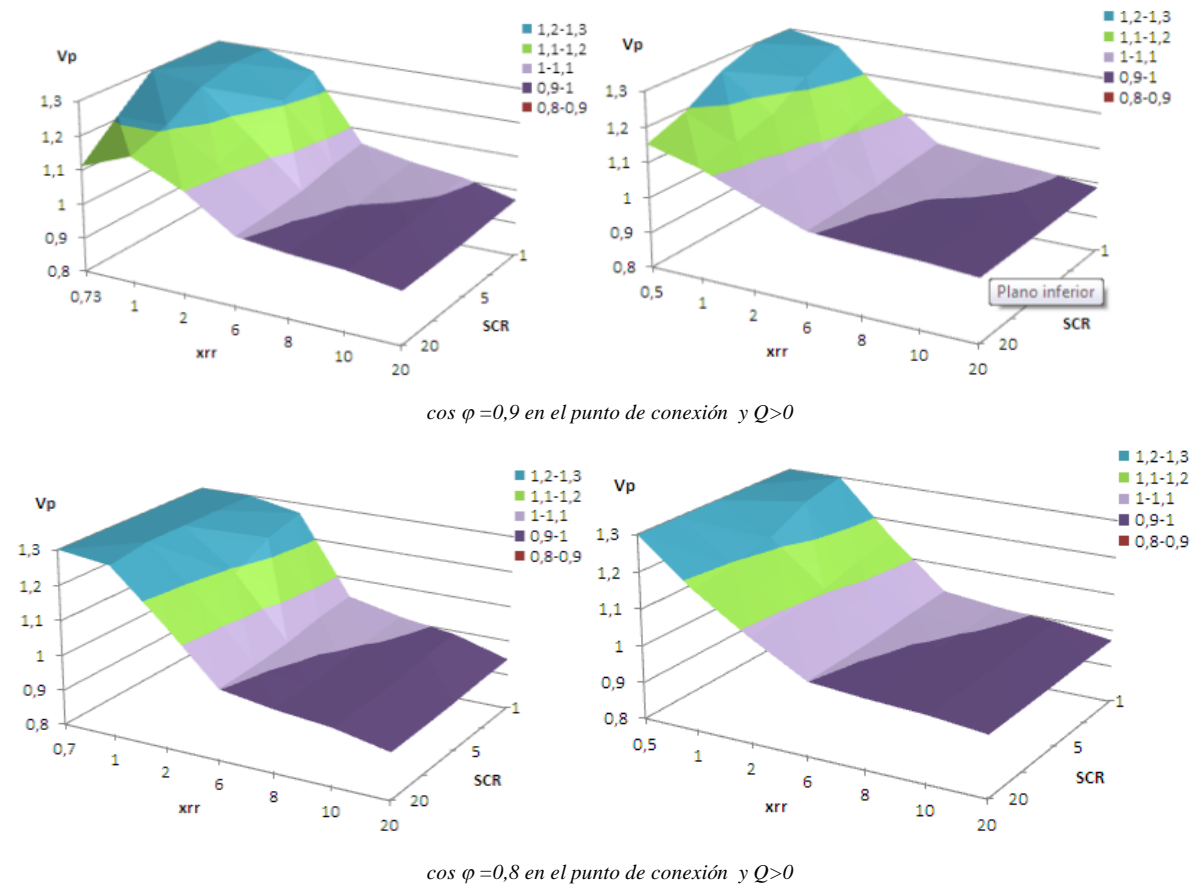


Figura 22. Sensibilidad de V_p a x_{rr} , SCR y $\cos \varphi$ en el punto de conexión, para $P=1$ (izda) y $P=0,5$ (dcha)

Se constata lo que muestran los resultados analíticos: los fenómenos asociados a la debilidad de la red se ven afectados por el punto de trabajo (par de valores P - Q , expresados mediante el $\cos \varphi$, medidos en el punto de conexión), además de por los parámetros que la caracterizan la red. Respecto a la tensión V_p en el punto de conexión, la problemática asociada a la red débil se traduce en variaciones importantes. Esto se debe a varios factores:

En primer lugar, ya se ha dicho que las redes débiles se caracterizan por ser altamente resistivas, lo que contribuye al aumento de tensión en el punto de conexión por efecto de la potencia activa. Lo cual, puede ser interesante de cara a implementar estrategias de control en este tipo de redes. Las gráficas de la parte derecha, correspondientes a $P=0,5$, presentan menores valores de tensión V_p en todos los casos.

En segundo lugar, está el incremento asociado al flujo de potencia reactiva, que para determinados valores de x_{rr} y SCR hacen inviable la operación de la planta, no sólo por el incremento de tensión de V_p (áreas coloreadas en verde y azul), también por valores anormalmente bajos (área coloreada en rojo), que se dan cuando el inversor genera energía reactiva inductiva.

Por tanto, la debilidad no se manifiesta por efecto de uno sólo de los factores sino por combinación de todos ellos.

El área en color morado representa los puntos factibles de operación. Se delimita claramente una zona estable para VP a partir de valores de $xrr > 6$, con independencia del valor SCR. Por debajo de dicho valor, se aprecian comportamientos diferentes en función de sentido de flujo de la energía reactiva. Este valor límite de xrr coincide con el estudio de factibilidad de V_p del apartado 3.2: para $xrr > 6$, las restricciones de ϕ apenas varían. Dicho valor está relacionado con la impedancia del transformador del modelo. El modelo evidencia la existencia de esta frontera, con independencia del valor de SCR y el valor de factor de potencia. Físicamente, se dará cuando la impedancia total del sistema sea aproximadamente la del transformador de subestación. Para unas condiciones de red determinadas, el valor de la inductancia de red será la diferencia entre la inductancia total del sistema, X_S (calculada a partir de 2.4) menos la inductancia del transformador de subestación X_T . Para el caso de $X_T = 0,125$, el valor S_{CR} límite es 5,632, según se deduce de (2.4). En estas condiciones la inductancia de la red es despreciable frente a la inductancia del transformador ($X_S \approx X_T$)

Para valores de $Q < 0$, aparece una zona de trabajo con tensión de conexión baja (área de color rojo), tanto en situación de $P = 1$ como $P = 0,5$.

En cualquier caso, para un mismo valor de $\cos \phi$ medido en el punto de conexión, la zona factible de operación es mayor cuando la planta opera a carga P parcial. Esto está en consonancia con determinados Códigos de Red, de cumplimiento en sistemas eléctricos insulares. El caso de las islas es el paradigma de red débil debido a la falta de interconexiones y redundancias del sistema. Para el caso de Puerto Rico, el Código de Red impone como valor normal de operación, $P = 0,4$. A la vista de los resultados anteriores, esto contribuye a asegurar un mayor número de puntos factibles de operación.

Capítulo 5.

Caso de estudio: Código de red NERSA

5.1 Requerimientos

El documento “*Grid Connection Code for renewable power plants (RPPs) connected to the electricity transmission system (TS) or distribution system (DS) in South Africa*” describe las condiciones de operación de plantas de generación mediante fuentes renovables en el citado país. Ha sido redactado por el *National Energy Regulator of South Africa (NERSA)*.

En lo relacionado con el tema de este trabajo, el código de red establece unos requerimientos que fijan la relación entre la potencia reactiva y la tensión, en el punto de conexión. La figura siguiente es la correspondiente a la categoría C (plantas de generación de potencia igual o superior a 20 MW)

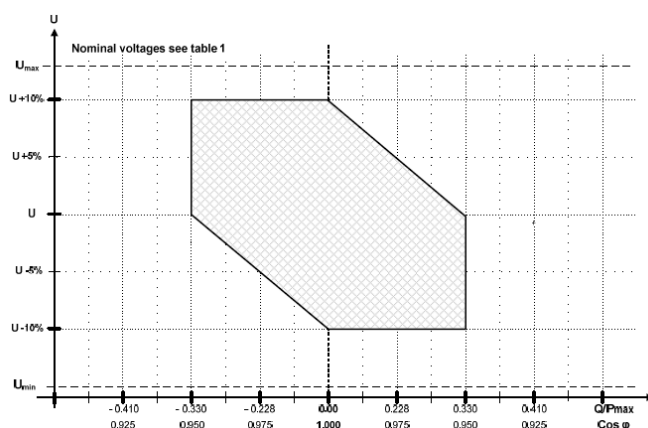


Figura 23. Requerimientos NERSA de V y Q para el punto de conexión

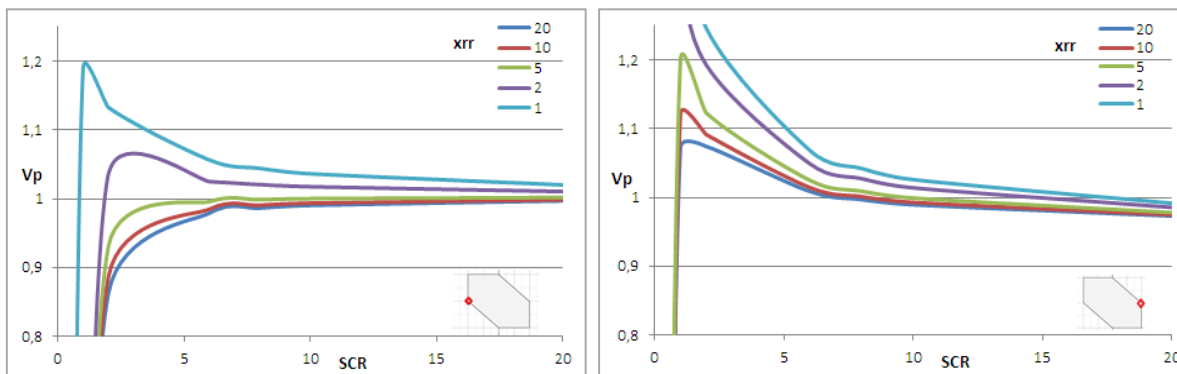
Generalmente, los tecnólogos analizan estos requerimientos desde el punto de vista de la planta generadora, validando la capacidad de la máquina (inversor o convertidor) para dar cumplimiento a los mismos, dando por supuesto que la red responderá de manera satisfactoria. Sin embargo, se puede plantear un enfoque desde el punto de conexión, que permite validar en qué condiciones es posible el cumplimiento de los requerimientos del código.

5.2 Modelo

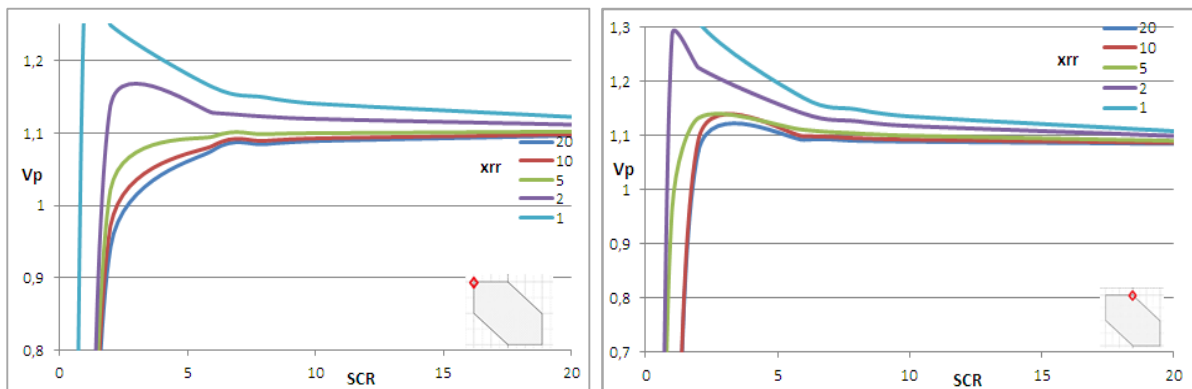
El modelo utilizado para el análisis es el mismo que el desarrollado en el apartado 4.2. Esto es: alineación de la tensión en de subestación según la figura 21.

5.3 Resultados

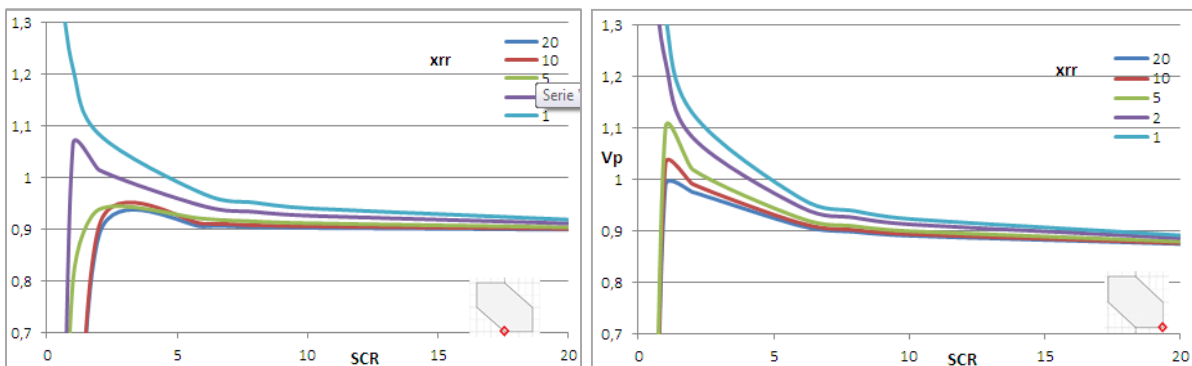
A continuación, se analizan los puntos clave de la *Figura 23* para diferentes situaciones de red. Los resultados se recogen en las siguientes gráficas, donde se representa VP (ordenadas) en función de S_{CR} (abscisas) para diferentes valores de xrr .



$\cos \varphi = 0,95, VG=1$



$\cos \varphi = 0,95 \cos \varphi = 1, VG=1,1$



$\cos \varphi = 1 \cos \varphi = 0,95, VG=0,9$

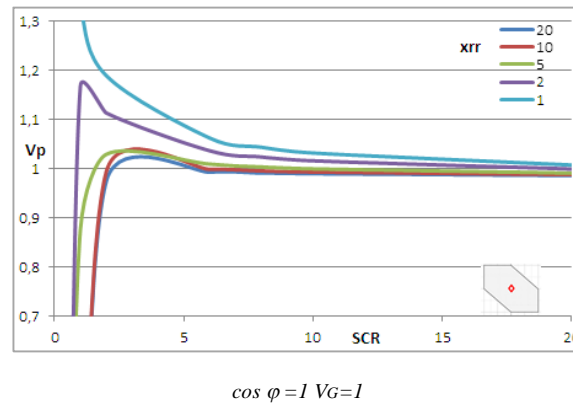


Figura 24. Sensibilidad a SCR y x_{rr} en NERSA

Las figuras anteriores muestran la variación de la tensión para determinadas condiciones de red (referidas a los valores x_{rr} y S_{CR}). Los valores de tensión difieren, de manera importante, de los exigidos por el Código de red cuando ésta presenta valores de S_{CR} por debajo de 6. Este valor límite varía con el valor de la impedancia del transformador de subestación. Para unas condiciones de red determinadas, el valor de la inductancia de red será la diferencia entre la inductancia total del sistema, X_S (calculada a partir de 2.4) menos la inductancia del transformador de subestación X_T . Para el caso de $X_T = 0,125$, el valor S_{CR} límite es 5,632. En estas condiciones la inductancia de la red es despreciable frente a la inductancia del transformador ($X_S \approx X_T$). Estas divergencias son mayores cuanto más resistiva es la red.

Valores de S_{CR} inferiores llevarían a la máquina a trabajar a valores de tensión fuera de las condiciones normales de operación. En consecuencia, se puede calcular la distorsión de la *Figura 22*, para las una condiciones de red, x_{rr} y SCR , dadas.

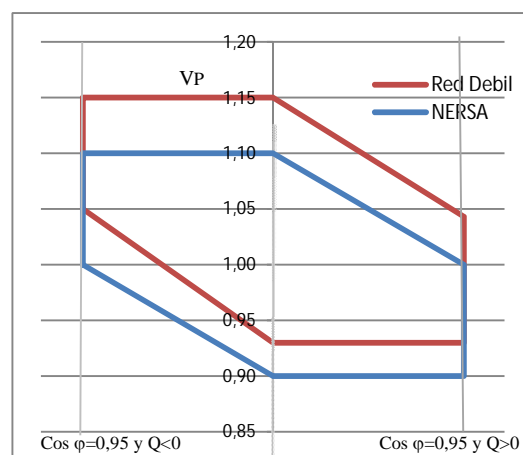


Figura 25. Variación de V_p NERSA con $x_{rr}=2$ y $SCR=6$

A modo de ejemplo, para valores de $SCR=6$ y $x_{rr}=2$, para los valores de $\cos \phi$ establecidos por NERSA, la tensión se verá modificada según la figura anterior.

Como conclusión, el cumplimiento de los requerimientos NERSA estará condicionado por las características de la red. De manera, que en condiciones de debilidad, la consecución de las consignas del punto de operación (P-Q) serán incompatibles con las del valor de tensión VP en el punto de conexión. También puede realizarse el mismo estudio fijando los niveles de tensión y calculando los nuevos valores de $\cos \phi$. Este enfoque lleva a puntos no factibles, ya que el modelo arroja valores de Q que no se pueden consignar dentro del rango $(-1,1)$.

Por tanto, el cumplimiento del código de red no es una cuestión que afecte en exclusiva al tecnólogo, a la hora de validar si la máquina (inversor) puede trabajar bajo determinados supuestos. Este trabajo de análisis se focaliza desde la máquina al punto de conexión y tiene gran incidencia en el diseño del control de planta. Tampoco compete en exclusiva al operador de red, que trabaja desde la red al punto de conexión, con objeto de solicitar consignas para una operación que garanticen la estabilidad de la red. El cumplimiento de un código de red, en definitiva, necesita de un enfoque general que abarque el sistema completo, desde la red al generador.

5.4 Aproximación al modelo dinámico

El concepto de red está asociado a diversidad de elementos interconectados que poco tiene que ver con la simplificación de asociar a la red con una fuente de tensión y una impedancia. El modelo propuesto puede ofrecer una visión aproximada de las dinámicas de cambio de los parámetros que definen la red. En la operación real del sistema, estos cambios están asociados a cortocircuitos lejanos, desconexión de generadores o caídas de línea, entre otros factores. Como resultado de los mismos, la impedancia de la red y la potencia de cortocircuito pueden variar de manera local.

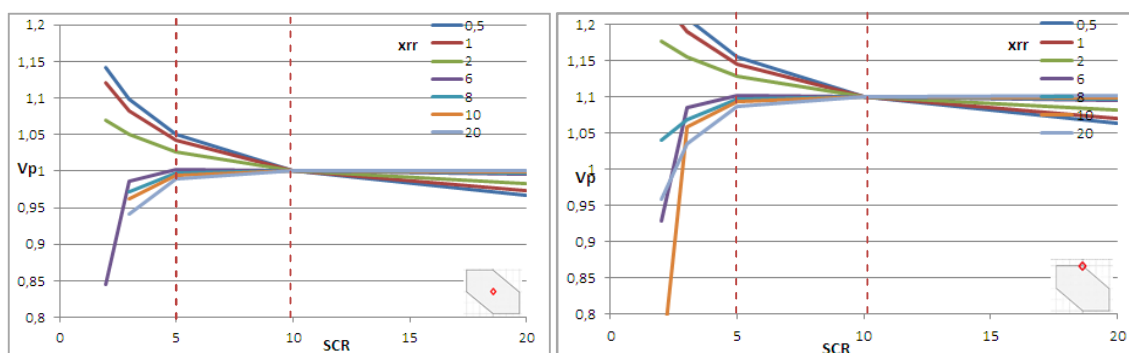


Figura 26. Variación de VP al modificarse los parámetros de red

A modo de ejemplo, las figuras anteriores ilustran la variación de la tensión cuando la potencia de cortocircuito (relacionada con S_{CR}) varía bruscamente por causas como las citadas anteriormente. Supongamos que inicialmente S_{CR} es igual a 10 y pasa a valer 5. Nótese como la evolución de la tensión será diferente en función de la impedancia de la red (relacionada con xrr). Nuevamente, el valor $xrr=6$ marca el límite de estabilidad. La figura de la derecha, parte además de una tensión de red elevada, dentro de la zona factible.

Si bien, inicialmente, se da cumplimiento a lo exigido por el código de red, las variaciones de las características de la red pueden llevar a situaciones no deseadas. Esto pone de manifiesto qué significa realmente dar cumplimiento al código de red: supone asumir un enfoque general, desde la red al generador, especialmente en redes débiles.

Capítulo 6.

Conclusiones y líneas futuras

6.1 Conclusiones

Existe un consenso en torno a la idea de un nuevo modelo energético, donde las energías renovables van a jugar un papel determinante en la lucha contra el calentamiento global y el cambio climático. Este nuevo paradigma, auspiciado desde gobiernos e instituciones, ha dado lugar a una industria renovable en plena expansión. En el caso de la energía solar fotovoltaica, se esperan tasas de crecimiento anuales de en torno a un 30 % de incremento de potencia instalada en todo el mundo. Sin embargo, este potencial puede verse frenado por diversas circunstancias de índole política, económica y técnica.

Sobre este último aspecto, cabe destacar la necesidad de infraestructuras eléctricas capaces de trasegar la energía producida desde los puntos de generación a los de consumo. Algunos de los mercados con más potencial cuentan con redes eléctricas poco desarrolladas o, simplemente, orientadas a una gestión donde el escenario renovable no se contempló en su planificación.

El concepto de fortaleza de la red eléctrica se ha tratado tradicionalmente como un aspecto intrínseco de la misma. En base a este aspecto, algunos autores citan el parámetro X/R (que se denotado como xrr) como un clasificador de las redes eléctricas en cuanto a su estabilidad (*Shukla 2003*) así, como aspectos relacionados con su diseño (*Moon, 2013*)

El estudio de la estabilidad de la red está ligado a lo que comúnmente se denomina fortaleza de la misma. Una red débil se caracteriza por ser altamente resistiva. Por esta razón, la integración de fuentes renovables en redes débiles está asociada a la aparición de grandes sobretensiones en el punto de conexión de las plantas de generación. Por otro lado, la relación entre tensión y potencia reactiva, que refuerza esta problemática, se manifiesta de una manera característica en las redes débiles.

El presente trabajo parte de un modelo matemático, validado mediante simulación, que permite el análisis de la tensión en el punto de conexión, en base a determinadas variables, haciendo especial énfasis en la potencia reactiva.

La conclusión principal del trabajo es que la operación de plantas de generación en redes muy resistivas y con baja potencia de cortocircuito conlleva grandes variaciones de tensión en el punto de conexión. Esta circunstancia dificulta el control de tensión mediante la inyección de potencia reactiva. Asimismo, conllevan restricciones en lo que al punto de trabajo se refiere, imposibilitando el cumplimiento de determinadas consignas de factor de potencia.

Partiendo de esta idea, que se refrenda en el análisis de sensibilidad, el modelo propuesto evidencia algunas relaciones interesantes entre los parámetros tenidos en cuenta, como son; el citado xrr , el ratio SCR (potencia aparente de cortocircuito entre potencia aparente nominal), el punto de trabajo, que se relaciona con el factor de potencia ($\cos \varphi$), así como las tensiones que se dan en la red, el punto de conexión (subestación) y la máquina (inversor).

En primer lugar, se constata un valor límite $xrr=5-6$ a partir del cual, el sistema adopta valores estables para la tensión en el punto de conexión. Este valor coincide con el estudio de factibilidad de VP del apartado 3.2: para $xrr>6$, la restricciones de φ apenas varían. El modelo evidencia la existencia de esta frontera, con independencia del valor de SCR y el valor de factor de potencia. Por debajo de este valor, se manifiestan zonas de tensión elevada para valores bajos de SCR .

En segundo lugar, estas sobretensiones van a variar en función del punto de trabajo y tendrán un valor inferior conforme disminuye la potencia activa entregada a la red. Por esta razón, será conveniente trabajar con valores de $P<1$. Dicho de otra manera: será conveniente sobredimensionar el campo fotovoltaico, en pro de una mayor estabilidad de la tensión de conexión (*Demirok, 2010*)

En tercer lugar, es posible encontrar puntos de trabajo donde el valor de la tensión punto de conexión sea demasiado bajo. Este fenómeno está relacionado con el valor del factor de potencia, siendo más acusado conforme disminuye el valor de $\cos \varphi$. Además, el fenómeno se manifiesta de manera desigual, en función de cómo fluye la energía reactiva. En este sentido, la red se vuelve más débil cuando es la encargada de aportar reactiva al sistema. Por el contrario, el sistema es más estable cuando es el inversor el que la aporta.

Otro fenómeno constatado es la divergencia de valores del ángulo de desfase entre tensión y corriente, cuando la red es débil, que se dan en los diferentes puntos de la red (inversor, subestación, máquina). A más debilidad, mayor divergencia. Dado que lo usual es trabajar con valores de P y Q consignados en el punto de conexión (subestación) esta divergencia puede incurrir en errores de apreciación a la hora de diseñar el control de planta. Dificultad añadida al hecho de que en la red débil, los valores de potencia reactiva y tensión no estarán relacionados de manera biunívoca.

Finalmente, se evidencia que no es posible cumplir simultáneamente con requerimientos de punto de trabajo (consignas $P-Q$) y requerimientos de valores de tensión en el punto de conexión cuando la red es muy débil. Por esta razón, el cumplimiento de lo establecido en los

nuevos códigos de red, dependerá de la fortaleza de la red y no sólo de la disponibilidad y potencia del generador solar.

En definitiva, se constata que la operación de sistemas conectados a redes débiles está sujeta a restricciones, debido a factores intrínsecos y extrínsecos a las mismas. Dichas restricciones dan lugar a puntos no factibles de operación.

6.2 Líneas futuras

Una línea de trabajo será la relacionada con estrategias de control de planta específicas para redes débiles. La generalidad de las plantas de generación que funcionan bajo consignas del operador de red trabaja a partir de valores de subestación. Como ya se ha comentado, estos valores presentan divergencias importantes respecto a los medidos tanto en red como el los propios inversores. Por esta razón, puede ser interesante trabajar con sistemas de control basados en los valores de máquina. Esto puede suponer ventajas desde el punto de vista del cálculo de valores de consigna factible, pero acarreará mayores retrasos en los tiempos de comunicación. Asimismo, al binomio Q-V se puede incorporar la potencia activa como una variable útil en estas técnicas de control específicas para redes débiles.

Una segunda línea de trabajo es la de desarrollar modelos dinámicos que tengan en cuenta las perturbaciones ocasionadas por variaciones de la radiación solar o fallas en las red. Asimismo, se puede profundizar en la conveniencia de utilizar, dentro de una misma planta, inversores dedicados al suministro de energía reactiva y, en su caso, establecer la carga de cada equipo buscando la máxima estabilidad de la red.

Finalmente, se propone el estudio de la tensión en los sistemas de generación distribuida, donde se pueden dar situaciones como las expuestas, debido a que la componente resistiva de la impedancia es más notable que en los sistemas centralizados.

Anexo 1

Modelo simplificado de red con $X=0$

En el Apartado 3.4 se describieron diferentes modelos de red, a partir de la resolución del sistema conformado por las ecuaciones (3.10) y (3.11). El estudio del caso simplificado de red con $X=0$ es también de interés y puede enfocarse desde el modelo desarrollado en el apartado 4.2. Esto es: alineación de la tensión según la figura 21.

Los resultados, para $P=1$, se muestran a continuación:

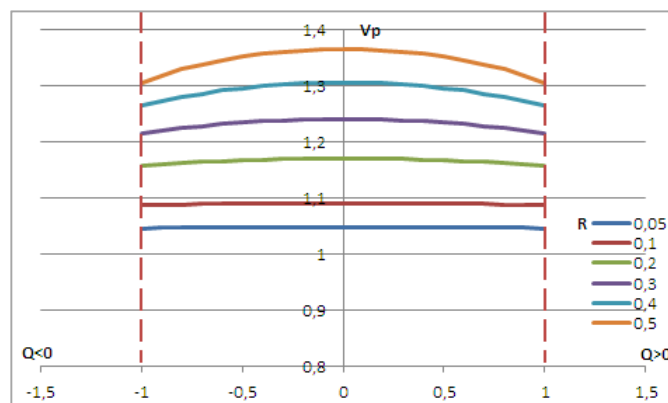


Figura 27. Modelo de red simplificado con $X=0$ con $P=1$

Nótese cómo, para cada valor de R , la tensión inyección de potencia reactiva apenas tiene incidencia en la variación de la tensión en el punto de conexión. Por otro lado, conforme aumenta el valor de R , aumenta también la tensión en el punto de conexión, efecto debido fundamentalmente a la inyección de potencia activa.

Referencias

- [1] Shukla, M., Sekar,A., 2003. “Study of the effect of X/R ratio of lines on voltage stability. Tensesse Technological University. USA. 0-7803-7697-8/03.
- [2] Moon, S., Kim, K., 2013. “Effects review on transformer and line impedance by X/R ratio in power system. Institute of Nuclear Safety Yuseong, Daejeon. Chung Nam National University. Korea. 978-1-4673-6349-8/13.
- [3] Morren, J., Sjoerd, W.H., Ferreira, J.A. 2005. “Contribution of DG units to voltage control: active and reactive power limitations. Delf University of Technology. The Netherlands.
- [4] Marroyo. L, Sanchís, P., Gubía, E. 2004. “Generadores eléctricos”. Universidad Pública de Navarra. España.
- [5] Treballe,D., Frías, P., Maza, J.M., 2012. “El control de tensión en redes distribuidas”. Revista Anales. ICAI. España
- [6] Demirok, E., Deso, S., Teodorescu, R., Rodriguez, P., Borup, U., 2010. “Evaluation of the voltage support strategies for low voltage grid connected PV Generators. Aalborg University, Technical University of Catalonia, Danfoss Solar Inverters A/A. Denmark, Spain. 978-1-4244-5287-3/10.
- [7] Grunau S., Fuchs, F.W., Albrechts. 2012. “Effect of wind – energy power injection into weak grids”. Institute for Power Electronics and Electrical Drives. University of Kiel. Germany.
- [8] “Protection de découplage pour le raccordement d’une production décentralisée en HTA en BT dans les zones non interconnectées.” 2004. EDF-Systèmes energetiques insulaires.
- [9] Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d’électricité en basse tension ou en moyenne tension d’une installation de production d’énergie électrique. Commission de régulation de l’énergie (CRE)

- [10] “Grid Connection Code for renewable power plants (RPPs) connected to the electricity transmission system (TS) or distribution system (DS) in South Africa. 2012. National Energy Regulator of South Africa (NERSA)
- [11] “Reglamento para la interconexión de generadores con el sistema de distribución eléctrica”. 2008. Autoridad de Energía eléctrica de Puerto Rico (PREPA).
- [12] Fernández, R.D., 2007. Tesis Doctoral: “Parques eólicos con conexión a redes débiles. Análisis y estrategias de control”. Universidad Nacional de la Plata. Argentina
- [13] Alonso, O., 2005. Tesis Doctoral: “Análisis, diseño y control de convertidores multinivel de tipo NPC”. Universidad Pública de Navarra. España.
- [14] Sorbet, F.J., 2013. TFM. “Modelo termofluido dinámico. Implementación y simulaciones de un colector cilindro parabólico”. UNED. España

Lista de símbolos

abc : ejes de un sistema de referencia trifásico de secuencia directa

$\cos \varphi$: factor de potencia.

$dq0$: ejes de un sistema de referencia de un sistema ortogonal giratorio.

I_{CC} : corriente de cortocircuito.

I_d, I_q : componentes de la corriente referidas al sistema de referencia de ejes dq

P, P^{-1} : Matriz de transformación de Park y su inversa.

P_{CR} : relación entre la potencia de cortocircuito S_{CC} y la potencia activa P disponible en un punto de la red.

P_G, Q_G : potencia activa y reactiva asociada a la red.

P_M, Q_M : potencia activa y reactiva asociada a la máquina (generador). Para simplificar, los valores referenciados a la máquina se denotan como P y Q .

P_P, Q_P : potencia activa y reactiva asociados al punto de conexión.

R_G : resistencia de la red.

R_s : resistencia total del sistema. Para simplificar, se denota como R .

S_{CC} : potencia de cortocircuito en un punto de la red.

S_{CR} : relación entre la potencia de cortocircuito S_{CC} y la potencia aparente disponible S_M de un punto de la red.

S_M : potencia aparente de máquina (inversor).

V_G : tensión de la red.

V_L : caída de tensión debida a la inductancia de la red.

V_M : tensión a la salida de máquina (inversor)

V_P : tensión en el punto de conexión del generador (o tensión en subestación)

V_R : caída de tensión debida a la resistencia de la red

X_G : reactancia de la red

x_{rr} (ratio X/R): relación entre las componente inductiva y resistiva de la impedancia de red.

X_s : reactancia total del sistema. Para simplificar, se denota como X .

Z_G : impedancia de la red

Z_s : impedancia total del sistema. Para simplificar, se denota como Z .

φ : ángulo de desfase entre la tensión y la corriente

Ψ : flujo asociado a la inductancia de red al paso de la corriente inyectada

ω : frecuencia de giro de sistema de coordenadas con ejes $dq0$

Cálculos

Datos de partida: $V_{Gd}=1$; $V_{Gq}=$; $I_d=1$; $X=0,5$; $R=0$

I_q	/V_p/	P	Q	S	/I/	P_G	Q_G
2,4143	0,5412	1,0000	1,0001	1,4143	2,6132	1,0000	-2,4143
2,0000	0,5000	1,0000	0,5000	1,1180	2,2361	1,0000	-2,0000
1,5000	0,5590	1,0000	0,1250	1,0078	1,8028	1,0000	-1,5000
1,0000	0,7071	1,0000	0,0000	1,0000	1,4142	1,0000	-1,0000
0,5000	0,9014	1,0000	0,1250	1,0078	1,1180	1,0000	-0,5000
0,0000	1,1180	1,0000	0,5000	1,1180	1,0000	1,0000	0,0000
-0,0664	1,1478	1,0000	0,5686	1,1504	1,0022	1,0000	0,0664
-0,4143	1,3066	1,0000	1,0001	1,4143	1,0824	1,0000	0,4143

Tabla 1. Modelo simplificado red débil

Datos de partida: $V_{Gd}=1$; $V_{Gq}=$; $I_d=1$; $X=0,05$; $R=0$

I_q	/V_p/	P	Q	S	/I/	P_G	Q_G
3,0000	0,8515	1,0000	-2,5000	2,6926	3,1623	1,0000	-3,0000
2,4143	0,8807	1,0000	-2,0728	2,3014	2,6132	1,0000	-2,4143
2,0655	0,8981	1,0000	-1,8022	2,0610	2,2948	1,0000	-2,0655
1,1120	0,9457	1,0000	-1,0002	1,4144	1,4955	1,0000	-1,1120
1,0000	0,9513	1,0000	-0,9000	1,3454	1,4142	1,0000	-1,0000
0,0000	1,0012	1,0000	0,0500	1,0012	1,0000	1,0000	0,0000
0,0500	0,9988	1,0000	0,0001	1,0000	1,0012	1,0000	-0,0500
0,0000	1,0012	1,0000	0,0500	1,0012	1,0000	1,0000	0,0000
-0,5000	1,0262	1,0000	0,5625	1,1473	1,1180	1,0000	0,5000
-0,9087	1,0466	1,0000	1,0000	1,4142	1,3512	1,0000	0,9087

Tabla 2. Modelo simplificado red fuerte

Datos de partida: VGd=1; VGq=; Id=1; xrr=6; SCR=2; RT=0 ; XT=0.125

Iq	/V_M/	P_M	Q_M	S_M	/I/	P_G	Q_G	S red	/V_p/	P_p	Q_p	S_p
2,4769	0,5296	1,4147	0,0114	1,4148	2,6711	1,0000	-2,4769	2,6711	0,6238	1,4147	-0,8805	1,6663
2,0000	0,5885	1,2906	-0,2563	1,3158	2,2361	1,0000	-2,0000	2,2361	0,6989	1,2906	-0,8813	1,5628
1,5000	0,6901	1,1889	-0,3666	1,2441	1,8028	1,0000	-1,5000	1,8028	0,7866	1,1889	-0,7728	1,4180
1,0704	0,7987	1,1247	-0,3221	1,1699	1,4649	1,0000	-1,0704	1,4649	0,8671	1,1247	-0,5903	1,2702
1,0000	0,8178	1,1162	-0,3025	1,1565	1,4142	1,0000	-1,0000	1,4142	0,8807	1,1162	-0,5525	1,2455
0,5000	0,9611	1,0727	-0,0641	1,0746	1,1180	1,0000	-0,5000	1,1180	0,9794	1,0727	-0,2203	1,0950
0,0000	1,1141	1,0581	0,3487	1,1141	1,0000	1,0000	0,0000	1,0000	1,0815	1,0581	0,2237	1,0815
-0,0664	1,1350	1,0584	0,4167	1,1375	1,0022	1,0000	0,0664	1,0022	1,0953	1,0584	0,2911	1,0977
-0,4898	1,2700	1,0721	0,9223	1,4142	1,1135	1,0000	0,4898	1,1135	1,1839	1,0721	0,7673	1,3183

Tabla 3. Modelo general red débil:

Datos de partida: VGd=1; VGq=; Id=1; xrr=20; SCR=40; RT=0 ; XT=0.125

Iq	/V_M/	P_M	Q_M	S_M	/I/	Pred	Q_G	S_G	/V_p/	P_p	Q_p	S_p
1,3492	0,8417	1,0184	-0,9804	1,4136	1,6794	1,0000	-1,3492	1,6794	0,9988	1,0184	-1,3329	1,6775
1,0704	0,8774	1,0140	-0,7898	1,2853	1,4649	1,0000	-1,0704	1,4649	1,0004	1,0140	-1,0580	1,4655
1,0000	0,8865	1,0131	-0,7384	1,2536	1,4142	1,0000	-1,0000	1,4142	1,0008	1,0131	-0,9884	1,4154
0,5000	0,9506	1,0082	-0,3365	1,0629	1,1180	1,0000	-0,5000	1,1180	1,0037	1,0082	-0,4928	1,1222
0,0000	1,0150	1,0065	0,1308	1,0150	1,0000	1,0000	0,0000	1,0000	1,0066	1,0065	0,0058	1,0066
-0,0664	1,0236	1,0066	0,1978	1,0258	1,0022	1,0000	0,0664	1,0022	1,0069	1,0066	0,0722	1,0092
-0,4898	1,0782	1,0081	0,6520	1,2006	1,1135	1,0000	0,4898	1,1135	1,0094	1,0081	0,4970	1,1240
-0,7795	1,1156	1,0105	0,9898	1,4145	1,2679	1,0000	0,7795	1,2679	1,0110	1,0105	0,7888	1,2819

Tabla 4. Modelo general red fuerte:

Datos de partida: VGd=1; VGq=; Id=1; xrr=6; RT=0 ; XT=0.125; R=0,08333 ; X=0.5

I_q	/V_M/	P_M	Q_M	S_M	/I/	P_G	Q_G	S_G	/V_p/	P_p	Q_p	S_p
2,0000	0,6719	1,4167	0,5000	1,5023	2,2361	1,0000	-2,0000	2,2361	0,6360	1,4167	-0,1250	1,4222
1,5000	0,7083	1,2708	0,1250	1,2770	1,8028	1,0000	-1,5000	1,8028	0,7220	1,2708	-0,2813	1,3016
1,2500	0,7583	1,2135	0,0313	1,2139	1,6008	1,0000	-1,2500	1,6008	0,7793	1,2135	-0,2891	1,2475
1,0000	0,8250	1,1667	0,0000	1,1667	1,4142	1,0000	-1,0000	1,4142	0,8437	1,1667	-0,2500	1,1932
0,5000	0,9939	1,1042	0,1250	1,1112	1,1180	1,0000	-0,5000	1,1180	0,9880	1,1042	-0,0312	1,1046
0,0000	1,1932	1,0833	0,5000	1,1932	1,0000	1,0000	0,0000	1,0000	1,1464	1,0833	0,3750	1,1464
-0,0664	1,2211	1,0837	0,5686	1,2238	1,0022	1,0000	0,0664	1,0022	1,1682	1,0837	0,4431	1,1708

Tabla 5. Modelo validación en PSIM

